

N° Ordre...../FHC/UMBB/2021

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

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

جامعة أمحمد بوقرة بومرداس
كلية المحروقات والكيمياء
قسم حقول المعادن و المحروقات



MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention
Du diplôme



MASTER

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géologie Pétrolière.

Thème

ETUDE SUR LA FRACTURATION DES RESERVOIRS
COMBRO-ORDOVICIEN SUR LA REGION DEBOURARHAT
(BASSIN D'ILLIZI) AVEC : PROFILES SISMIQUES ET
ANALYSE DE FRACTURATION NATURELLE ET
PARAMETRES PETRO-PHYSIQUES

Présenté par :

BOUFENGHOUR Ayoub

publiquement devant le jury composé de :

Année universitaire 2020/2021

Remerciements

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

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude tout particulièrement à notre promoteur, monsieur **Khaled LOUMI**, maitre de conférence A au niveau de **la FHC/UMBB**.*

Nous tenons également à faire part de notre reconnaissance à nos enseignants qui, au long de ces années passées à la FHC, ont contribué à notre formation.

Un très grand remerciement avec beaucoup de respect à nos parents, nos frères, nos sœurs et nos amis et toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

A ma mère,

*Tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir.
Tout ce que je peux t'offrir ne pourra exprimer l'amour et la
reconnaissance que je te porte.*

*En témoignage, je t'offre ce modeste travail pour te remercier
pour tes sacrifices et pour l'affection dont tu m'as toujours
entouré.*

A mon père,

*Aucune dédicace ne saurait exprimer mes sentiments, que Dieu
te préserve et te procure sante et longue vie.*

A mon frère Mohammed.

A mes sœurs Ibtissem, Ismahane et Naziha.

*À mes amis Oussama, Khir eddine , Walid ,Alaa eddine et
Abd el raouf.*

A tous mes collègues de groupe MAGL 16.

Boufenghour. A

SOMMAIRE

Introduction générale :	14
<u>Chapitre I: Généralités sur le bassin d’Illizi sur la région de Bourarhat sud II</u>	
I.1.Situation du Bassin d’Illizi	16
I.1.1. Situation géographique	16
I.1.1.1. Le bassin d'illizi.....	16
I.1.1.2. Situation de la région d’étude (Le périmètre Bourarhat sud II)	17
I.2. Situation géologique	19
I.2.1. Cadre régional.....	19
I.2.1.2. Aspect structural.....	20
I.2.1.3. Evolution géodynamique du bassin.....	21
I.2.1.4. Aspect stratigraphique.....	22
I.2.1.3.1. Le Cambrien	22
I.2.1.3.2. L’ordovicien	22
I.2.1.3.3. Le Silurien	23
I.2.1.3.4. Le Dévonien	23
I.2.1.3.5. Le Carbonifère.....	24
I.2.1.5. Système pétrolier.....	26
I.2.1.4.1. Roche mère.....	26
I.2.1.4.2. Roche réservoir.....	27
I.2.1.4.3. Roche couverture	27
I.2.1.5.4. Les pièges à hydrocarbures.....	27
I.2.2. Cadre local.....	27
I.2.2.1. Historique de l’Exploration dans la Région.....	27
I.2.2.2. Aspect structural	30
I.2.2.3. Aspect litho stratigraphique.....	32
I.2.2.3.1 .Le Cambro-ordovicien.....	32
I.2.2.3.2. Le Silurien.....	32
I.2.2.3.3. Le Dévonien (Unité II)	32
I.2.2.3.4. Le Carbonifère.....	32

I.2.2.4. Présentation sur les différents Réservoirs Cambro-ordoviciens	32
I.2.2.4.1. Le Cambro- Ordovicien	32
I.2.2.4.2. Cambrien (unité II)	33
I.2.2.4.3. Ordovicien	33
I.2.2.5. Système pétrolier	34
I.2.2.5.1. Roche mère	34
I.2.2.5.2. Roche réservoir.....	34
I.2.2.5.3. Roche couverture.....	35
I.2.2.5.4. Types de pièges.....	35

Chapitre II : Analyse structurale.

I. Introduction	37
II. Analyse des profils sismiques	37
II.1. Le profil sismique N°1.....	39
II.2. Le profil sismique N°2.....	42
II.3. Le profil sismique N°3.....	44
III. Interprétation des cartes en isobathes de la structure	45
III.1. Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'Ordovicien unité IV	45
III.2. Interprétation de la carte en isobathes au toit du Dévonien F6C3 :	46
III.3. Description des cartes	48
IV. Conclusion.....	49

Chapitre III : Analyse de la fracturation naturelle

I. Introduction	51
II. Définitions.....	51
II.1. Les réservoirs compacts (tight réservoirs)	51
II.2. Les réservoirs naturellement fracturés.....	51
II.3. Classification des réservoirs naturellement fracturés.....	51
III. Les fractures	52
III.1. Les différents types de fractures.....	53
III.1.2. Les fractures induites (Break out)	53

III.1.3. Les fractures provoquées.....	53
IV. Analyse de la fracturation sur les carottes.....	54
IV.1. L'objectif de l'analyse de la fracturation sur les carottes.....	54
IV.2. Origine des fractures naturelles du puits.....	56
IV.2.1. Introduction.....	56
IV.2.2. Types de fractures et de figures structurales observées.....	56
IV.3. Résultats par puits :	58
IV.3.1. Le puits IRLS-2.....	58
IV.3.2. Le puits IHNE-1.....	62
IV.3.3. Le puits IRL-2.....	65
V. Conclusions.....	69

Chapitre IV : Analyse des paramètres pétro physiques.

I. Introduction	71
II. Zonation et extension du réservoir	71
III. Analyse des paramètres pétrophysiques du puits IRL-2.....	73
III.1. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits IRL-2	73
III.2. Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité du puits IRL-2..	76
III.3. Les courbes de corrélations puits IRL-2.	78
IV . Analyse des paramètres pétrophysiques du puits IRLS-2	80
IV.1. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits IRLS-2.....	80
IV.2. Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité du puits IRLS-2.	83
IV.3. Les courbes de corrélations du puits IRLS-2	88
V. Analyse des paramètres pétrophysiques du puits IHNE-1.....	92
V.1. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits IHNE-1	92
V.2. Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité du puits IHNE-1 .	95
V.3. Les courbes de corrélations du puits IHNE-1	96
VI. Conclusions.....	97

Chapitre V : Essai d'interprétation générale.

I. Relation entre la contrainte SH max et les fractures naturelles	99
II. Relation entre les paramètres pétrophysiques (Φ , K) et la fracturation	101

Chapitre VI : conclusion générale et Recommandation.

Conclusion générale	104
Recommandation	105
Bibliographies	106

Liste des figures

- Figure 01 :** Localisation géologique et géographique du bassin d'Illizi (Modifié à partir de l'Atlas de l'environnement de l'Algérie, 2011).
- Figure 02 :** Localisation du bassin d'Illizi (Document SONATRACH, 2010).
- Figure 03 :** Situation géographique de la zone d'étude (périmètre de Bourarhat) et BLOC 242 dans la cartes du domaine minier et des gisements d'hydrocarbures.
- Figure 04 :** Situation géographique de la zone d'étude (périmètre de Bourarhat sud II) (Document SONATRACH 2017).
- Figure 05 :** Carte structurale montrant les directions structurales dans le bassin d'Illizi WEC (2007).
- Figure 06 :** Colonne lithostratigraphique type des Bassins d'Illizi et de Berkine WEC (2007).
- Figure 07 :** Coupe géologique nord-sud du bassin d'Illizi WEC 2007.
- Figure 08 :** Schéma structural du périmètre de Bourarhat sud II (documents sontarach2008).
- Figure 09 :** Carte structurale du périmètre Bourarhat sud II(documents sontarach 2008).
- Figure10 :** Carte géologique du bassin d'Illizi montrant la zone d'étude (Sonatrach/Exploration).
- Figure 11 :** Carte de positionnement des profils sismiques. (géophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).
- Figure12 :** Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien unité IV avec la positions des profils sismiques montrant la distribution des failles. (géophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).
- Figure13 :** Carte en isobathes au toit du Dévonien F6C3avec la position des profils sismiques montrant la distribution des failles. (géophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).
- Figure 14 :** Profil sismique numéro 01.
- Figure15 :** La première phase de déformations qui affecte le socle jusqu'au toit de l'Ordovicien.
- Figure16 :** La deuxième phase de déformation qui affecte la série depuis le toit de l'ordovicien jusqu'au toit du dévonien F6C3.
- Figure17 :** Profil sismique numéro 02.
- Figure18 :** La première phase de déformation qui affecte le socle jusqu'au toit de l'Ordovicien.
- Figure 19 :**La deuxième phase de déformation qui affecte le toit depuis de l'Ordovicien jusqu'au toit du Dévonien F6C3.
- Figure 20 :** Le profil sismique numéro 03.
- Figure 21 :** Carte isobathe au toit de l'Ordovicien(documents Sonatrach).
- Figure 22 :** Carte isobathe au toit du Dévonien F6C3(documents Sonatrach).
- Figure 23 :** Distribution schématique des types de réservoirs fracturés. (R.A Nelso 1999).
- Figure 24 :** Les type de fractures naturelles observées sur les carottes.
- Figure 25:** Les fractures induites (Hattali, 2013).

Figure 26 : Les fractures observées sur les carottes (documents sonatrach).

Figure27 : Exemple de fracture stylolitisée-Puits IRLS-2.

Figure28: Exemple de fracture type Z-Puits IRLS-2.

Figure 29: Histogramme du nombre de fractures par type de fractures et histogramme des longueurs cumulées des fractures par type de fractures de puits IRLS-2.

Figure 30 : Histogramme de l'indice de fracturation par type de fractures du puits IRLS-2.

Figure31 : Exemple de fracture type Z-Puits IHNE-1.

Figure32 : Exemple de fracture type Z et type U-Puits IHNE-1.

Figure33 : Histogramme du nombre de fracture par type de fractures et histogramme des longueurs cumulées des fractures par type de fractures du puits IHNE-1.

Figure34: Histogramme de Indice de fracturation par type de fractures du puits IHNE-1.

Figure35 : Exemple de fracture type S-Puits IRL-2.

Figure36: Histogramme du nombre de fractures par type de fractures et histogramme des longueurs cumulées de fractures par type de fractures du puits IRL-2.

Figure37: Histogramme de l'indice de fracturation par type de fractures du puits IRL-2.

Figure 38 : La densité des fractures par type dans les puits étudiés .

Figure39: Les différents types de réservoir selon la relation porosité- perméabilité (Selley,1988).

Figure40 : Evolution de la Porosité (%) en fonction de la profondeur dans le puits IRL-2.

Figure 41 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits IRL-2.

Figure 42 : Histogramme de la porosité dans l'unité IV-3 dans le puits IRL-2.

Figure 43 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-3 / puits IRL-2.

Figure 44 : Histogramme de la porosité dans l'unité III dans le puits IRL-2.

Figure 45 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité III / puits IRL-2.

Figure 46 : Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-3/Puits IRL-2.

Figure 47 : Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité III-3/Puits IRL-2.

Figure 48 : Evolution de la Porosité (%) en fonction de la profondeur dans le puits IRLS-2.

Figure 49: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits IRLS-2.

Figure50: Histogramme de la porosité dans l'unité IV-2 dans le puits IRLS-2.

Figure 51 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-2/ puits IRLS-2 .

Figure 52 : Histogramme de la porosité dans l'unité IV-1 arg dans le puits IRLS-2.

Figure 53 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-1 arg / puits IRLS-2 .

Figure 54 : Histogramme de la porosité dans l'unité III-3 dans le puits IRLS-2.

Figure 55 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité III-3 / puits IRLS-2.

Figure 56: Histogramme de la porosité dans l'unité III-1 dans le puits IRLS-2.

Figure 57: Histogramme de la perméabilité dans l'unité III-1 / puits IRLS-2.

Liste des figures et tableaux .

Figure58 : Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-2/Puits IRLS-2 .

Figure 59:Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-1 arg /Puits IRLS-2 .

Figure 60:Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité III-3/Puits IRLS-2.

Figure 61:Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité III-2/Puits IRLS-2.

Figure 62: Evolution de la porosité (%) en fonction de la profondeur dans le puits IHNE-1.

Figure 63 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits IHNE-1.

Figure 64 : Histogramme de la porosité dans l'unité IV-2 dans le puits IHNE-1.

Figure 65 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-2 / puits IHNE-1.

Figure66 : Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-2/Puits IHNE-1.

Figure 67 : Relation entre la contrainte S1 et les fractures naturelles.

Figure 68 : Relation entre la contrainte S1 et les fractures T et les diagonales droite et gauche.

Liste des tableaux

- Tableaux N°1 :** Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi.
- Tableaux N°2:** Résultats pétroliers des puits d'exploration délinéation forés par La compagnie nationale Sonatrach.
- Tableaux N°3 :** Le volume totale d'hydrocarbure a développé dans la région de Bourarhat Nord.
- Tableaux N°4 :** Classification des réservoirs naturellement fracturés.
- Tableaux N°5 :** Pourcentage de récupération de carotte du puits IRLS-2.
- Tableaux N°6 :** Nombre et longueur cumulée des fractures par type de fractures du puits IRLS-2.
- Tableaux N°7 :** Pourcentage de récupération de carotte du puits IHNE-1.
- Tableaux N°8 :** reprisant le Numéro carotte et le pourcentage de Récupération de carotte De puits IHNE-1.
- Tableaux N°9 :** Pourcentage de récupération de carotte du puits IHNE-1.
- Tableaux N°10 :** Nombre et longueur cumulee par type de fractures dans le puits IRL-2.
- Tableaux N°11 :** Synthèse sur la fracturation naturelle sur carottes des trois puits.
- Tableaux N°12:** Nombre de fractures relevés pour chaque type dans les deux puits IRL-2 et IRLS 2.
- Tableaux N°13:** Relation entre les paramètres pétrophysiques et type de réservoirs de puits IRL-2.
- Tableaux N°14:** Relation entre les paramètres pétrophysiques et type de réservoir de puits IRLS-2.

Liste des symboles et abréviations

2D : 2 Dimensions.

3D : 3 Dimensions.

E : Est.

W : Ouest.

N : Nord.

S : Sud.

Md : Milli darcy .

T : Température.

Cw : Compressibilité.

Cp : Centpoise.

m : Mètre.

Km : Kilomètre.

σ_H :La contrainte horizontale maximale.

MEDEX: Petroleum North Africa Limited.

Introduction générale.

Introduction générale

Les ressources en hydrocarbures couvrent l'essentiel des besoins énergétiques dans le monde. En Algérie, les séries paléozoïques de la plateforme saharienne recèlent un important potentiel en hydrocarbures, qui représente sur le plan économique plus de 98% des revenus en devises.

Le bassin d'Illizi est localisé dans la partie Sud-Est du Sahara algérien. Il représente l'ensemble méridional de la syncline Est saharienne appelée également province Berkine- Illizi. Sa superficie Est. De 108 424 km².

Dans ce type de bassin, l'exploration des hydrocarbures nécessite une combinaison d'études géologiques, principalement des analyses structurales et litho stratigraphiques, ainsi que des études géophysiques, telles que l'acquisition de cubes sismiques (2D et 3D) et de données relatives aux propriétés pétro physiques des roches réservoirs, (telles que la porosité, la perméabilité), et l'épaisseur utile, etc.

Le périmètre Bourarhat d'une superficie de 6100,74km² couvre la partie centre-orientale du bassin d'Illizi, et englobe les blocs 230a, 231a et 242.

L'exploration dans cette région a débuté vers l'année 1957 par le forage IH-1, tous les forages réalisés avaient pour objectif l'exploration des réservoirs Cambro-ordovicien, du Dévonien F2, F4 et du Siluro-dévonien F6. Plusieurs forages ont enregistré des résultats positifs. La période allant de 2003 – 2013, le périmètre Bourarhat sud II a été pris par les compagnies Mèdex et BPXA, dont plusieurs travaux de forages et sismiques ont été réalisés.

Objectifs :

L'objectif principal de cette étude est d'utiliser les profils sismiques, les cartes isobathes et l'analyse des carottes pour définir les caractéristiques de la fracturation naturelle dans le réservoir ordovicien au niveau du périmètre Bourarhat sud II bloc 242 (Bassin d'Illizi) et de quantifier son impact sur les paramètres pétro physiques. Nos travaux seront exposés en cinq parties:

- Généralités sur la région d'étude.
- Une analyse structurale.
- Une analyse de la fracturation naturelle.
- Une analyse des paramètres pétrophysiques.
- Essai d'interprétation et conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur le bassin d'Ilizi.

I.1. Situation du Bassin d'Ilizi

I.1. 1. Situation géographique

I.1. 1.1. Le bassin d'Ilizi est situé dans le SE saharien. Il est délimité par :

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

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. (Fig.1).

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'Irarraren 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.

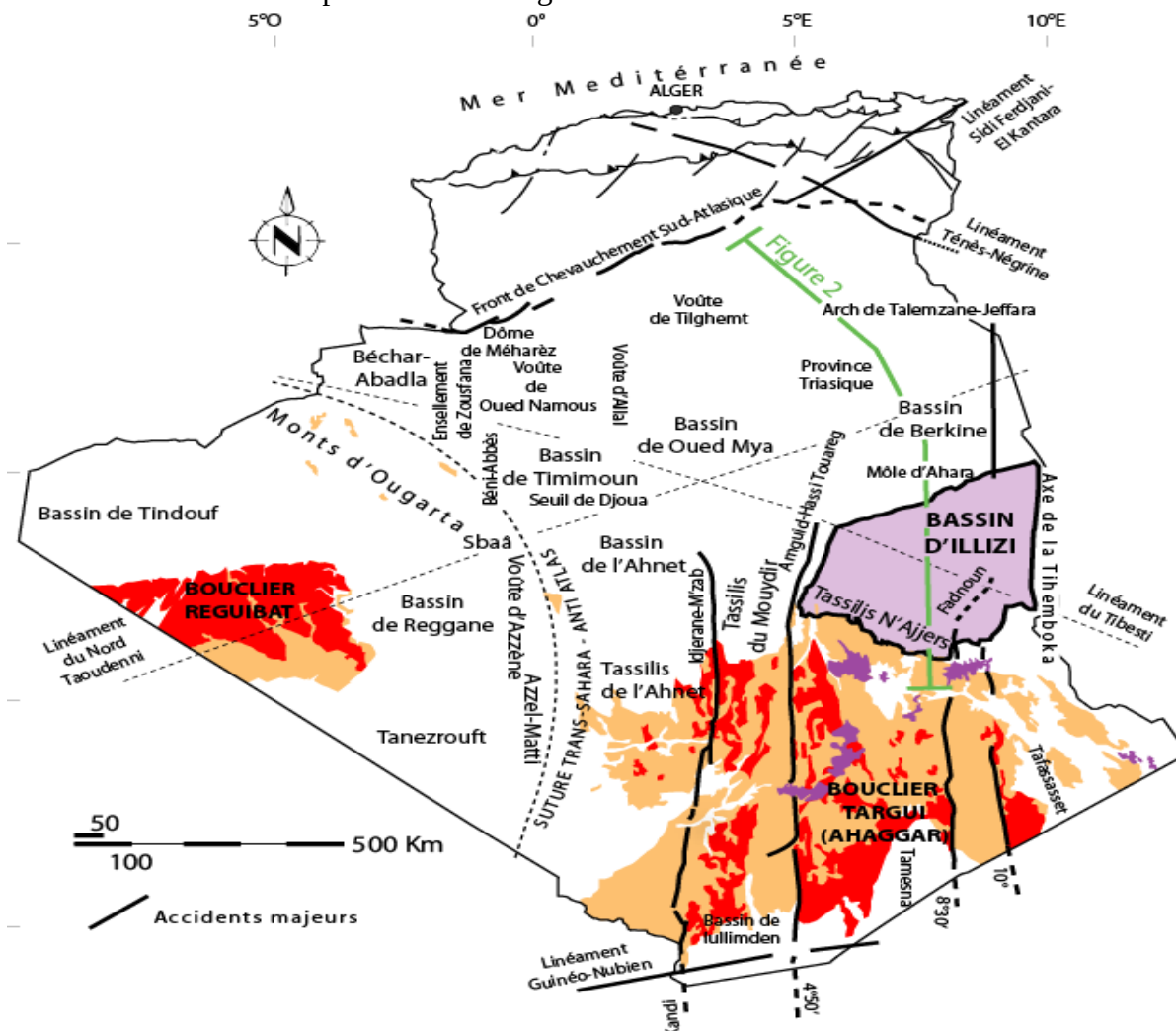


Figure 01: Localisation géographique et géologique du bassin d'Ilizi
(Modifié à partir de l'Atlas de l'environnement de l'Algérie, 2011).



La surface d'exploitation d'Irlalene Sud a une superficie de l'ordre de 350,2 km². Elle se situe à l'Est du bloc 242.

La surface d'exploitation d'Irlalene Sud est délimitée par les coordonnées UTM suivantes :

X1 = 467 274	Y1 = 3 094 673
X2 = 483 615	Y2 = 3 118 673

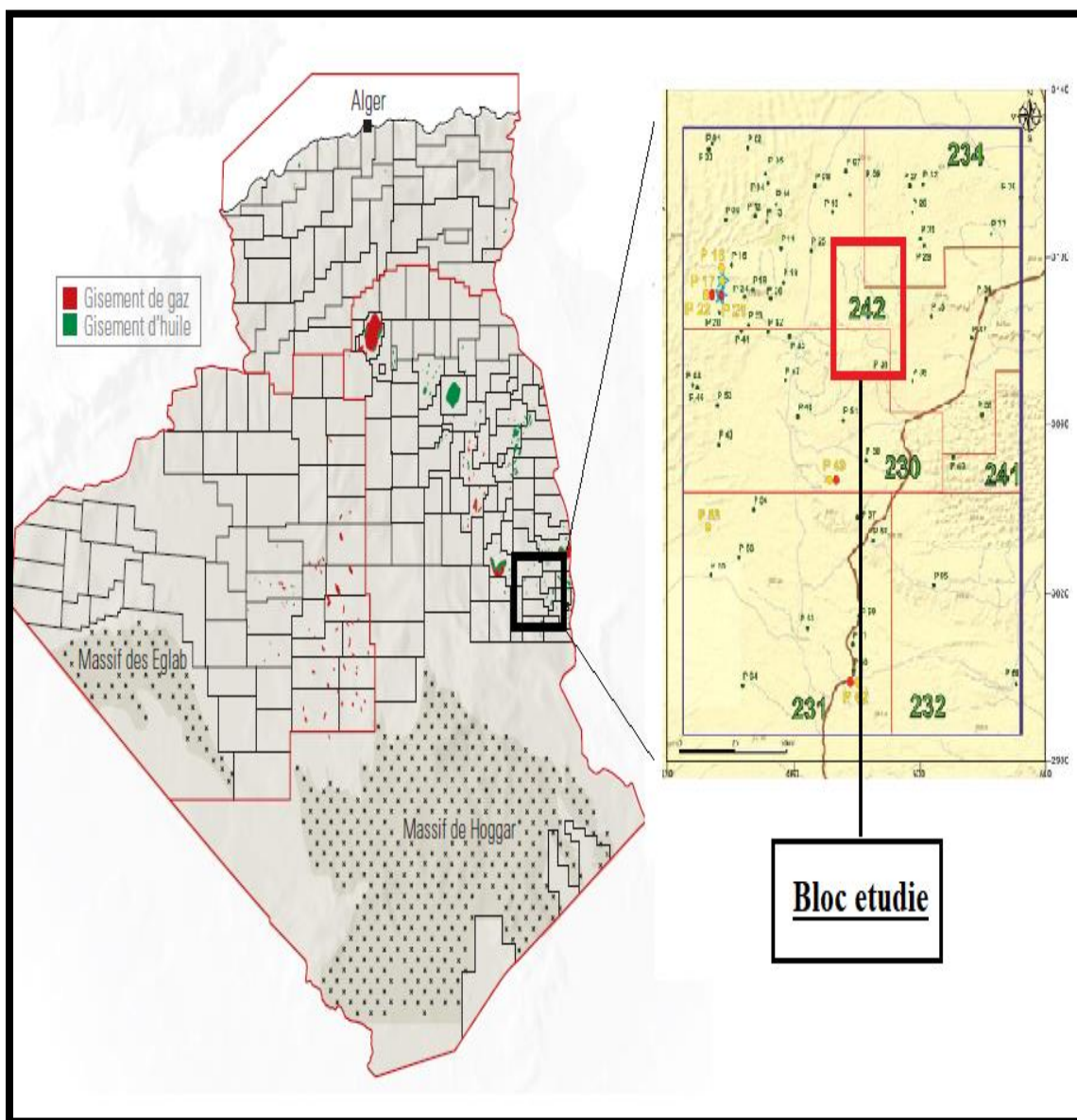


Figure 03 : Situation géographique de la zone d'étude (périmètre de Bourarhat) et BLOC 242 sur la carte du domaine minier et des gisements d'hydrocarbures.

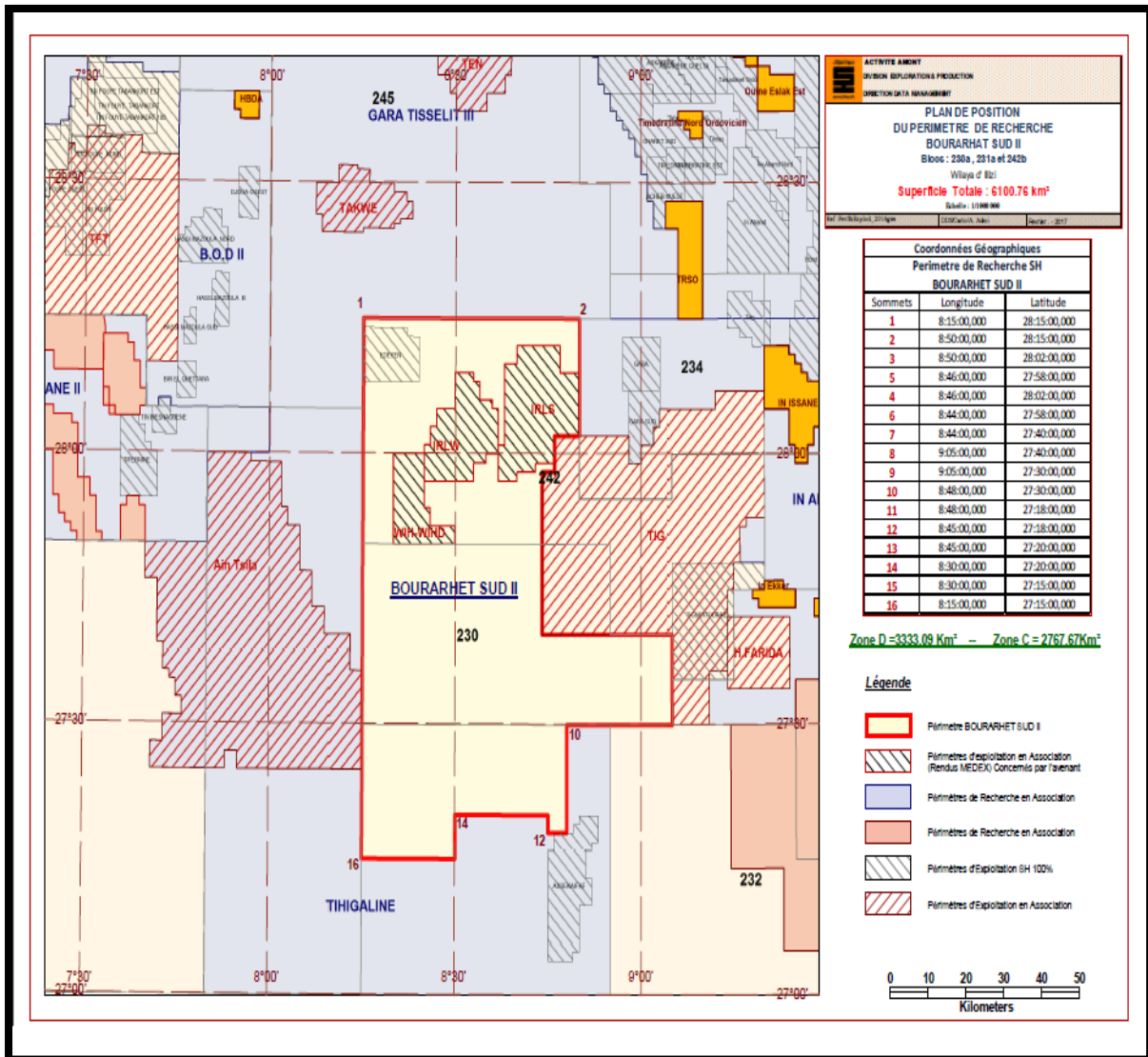


Figure 04 : Situation géographique de la zone d'étude (périmètre de Bourarhat sud II)
 (Document SONATRACH 2017).

I.2. Situation géologique

I.2.1. Cadre régional

La géologie du bassin d'Illizi est représentée par une colonne stratigraphique constituée par des dépôts sédimentaires essentiellement paléozoïques avec une épaisseur qui dépasse les 3000 m par endroit. Les mouvements tectoniques affectant la région durant la fin du Silurien et à travers le Dévonien inférieur ont participées à l'individualisation de ce bassin.

Le bassin d'Illizi est limité par Plusieurs éléments structuraux viennent délimiter ce bassin :

- Au Nord, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine.

- À l'Est, le môle de Tihemboka, le séparant 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'Ajers.

I.2.1.1. Aspect structural

Le bassin d'Ilizi ne représente qu'une entité de la plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synclise qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf. L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Ilizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600Ma). Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinhert. A son extrême sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

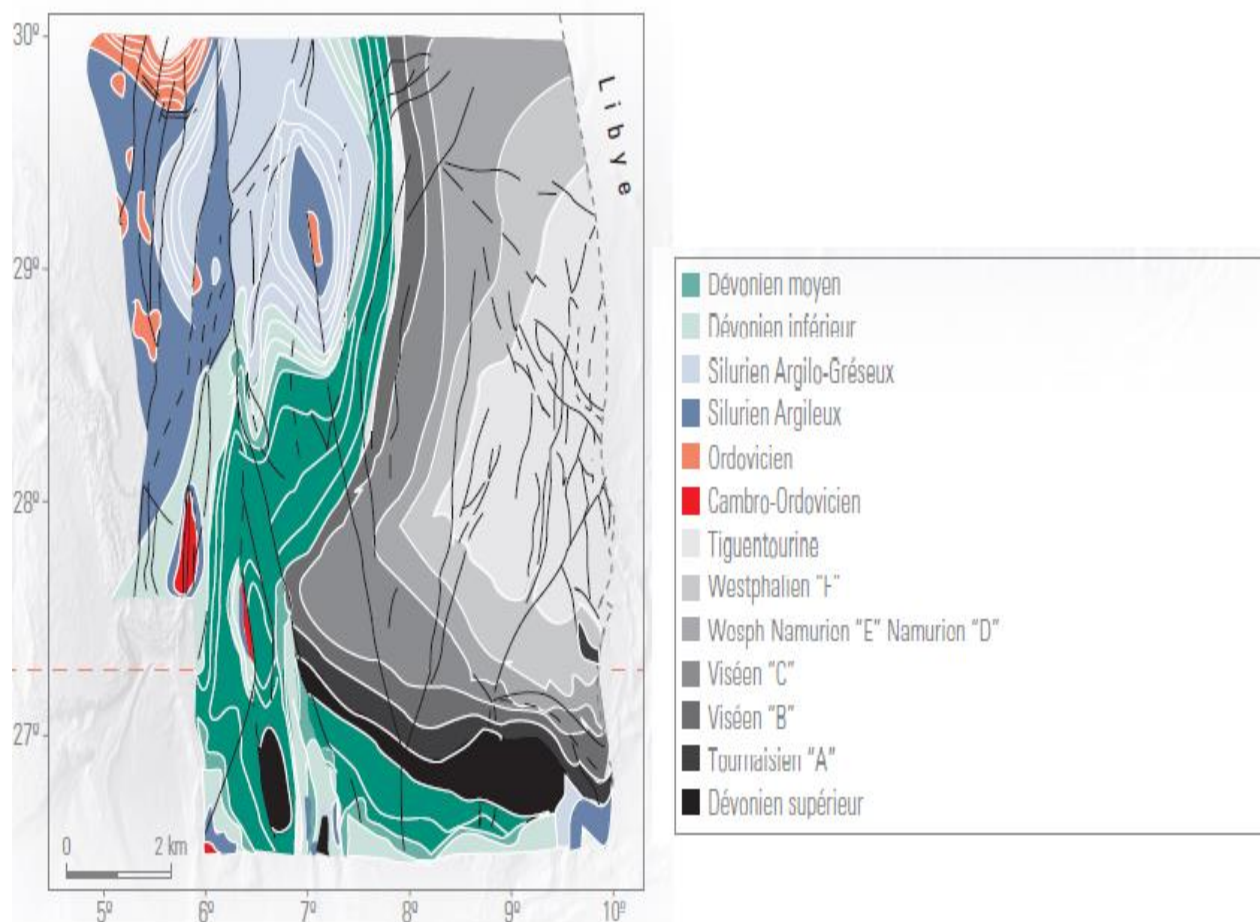


Figure 05 : carte structurale montrant les directions structurales dans le bassin d'Ilizi
WEC (2007).

I.2.1.2. Evolution géodynamique du bassin

Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Ilizi se sont déroulés :

- Du Précambrien terminal-Cambrien inférieur: événement panafricain
- A l'Ordovicien supérieur: phase taconique du Silurien supérieur
- Au Dévonien inférieur: phase calédonienne.
- Au Dévonien supérieur: phase frasnienne.
- Au Carbonifère – Permien: phase hercynienne.
- Au Crétacé inférieur (Aptien): phase autrichienne.
- Au Tertiaire (Eocène à Oligocène: au cours de cette période, les phases cénozoïques dont l'atlasique (éocène sup) affectent les bassins de la plateforme saharienne mais d'une façon moindre par rapport aux domaines septentrionaux algériens.

ERE	EPOQUE	PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N060°	Jeu en compression
	PALEOGENE EOCENE	ALPINE MOYENNE EOCENE N. 160	 N160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N090°	Jeu en inverse sur les accidents N-S
	JURASSIQUE			
	TRIAS			
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	 N120°	Jeu inverse sur les failles NE-SO
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE	 N040°	Jeu inverse sur les failles NO-SE
	DEVONIEN Supérieur Moyen Inférieur	PHASE FRASNIENNE	 NO SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SO (variation de faciès et d'épaisseur) (volcanisme)
	SILURIEN ORDOVICIEN	PHASE CALEDONIENNE	 E-O ??	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les môles subméridiens)
	750 – 550 Ma	PHASE PANAFRICAINE	 E-O	Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE

Tableaux N°1 : Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Ilizi

I.2.1.3. Aspect stratigraphique

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

La coupe lithologique type du bassin d'Ilizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique, allant du Cambrien au Paléogène et 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 (Beuf et al, 1971).

La série stratigraphique type du bassin d'Ilizi, épaisse de plus de 3000 m, englobe des formations cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques.

Litho stratigraphie de paléozoïque

I.2.1.3.1. Le Cambrien

Il est constitué par une succession de formations détritiques, essentiellement gréseuses.

- **L'unité I** : (conglomérats d'EI Mounzar) épaisse de 300 m, elle est principalement formée de lentilles de grès conglomératique.
- **L'unité II**: sa puissance est de l'ordre de 200 à 300 m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers, à stratification oblique avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux ; elle est épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux qui montrent des traces de bioturbations (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

I.2.1.3.2. L'ordovicien

A l'échelle du bassin d'Ilizi, 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 ciment siliceux.
Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. 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 grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux alternant avec de rares passées d'argilite; cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins et à stratification oblique et 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 grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :

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

I.2.1.3.3. 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 argile radioactive, très fossilifère et très riche en matière organique et d'une épaisseur de plus de 30 m.

• **Zone de passage (unité M):** elle forme le réservoir basal du F6 épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternances de grès, d'argiles et de silts, les grès sont fins à moyens et à stratification oblique.

• **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6:** il s'agit de grès fins à moyens à stratification oblique, 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 grès 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.

I.2.1.3.4. Le Dévonien

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

• **La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6:** d'âge Gédinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grès fins à grossiers.

• **Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6:** d'âge Gédinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grès et d'argiles silteuses soulignant un environnement fluvio- estuarien.

• **La barre supérieure (unité C3) du réservoir F6:** d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100 m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique.

I.2.1.3.5. Le Carbonifère

Dans le bassin d'Ilizi, le Carbonifère est représenté par une épaisse formation Argilo-gréseuse (de 100 m 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.

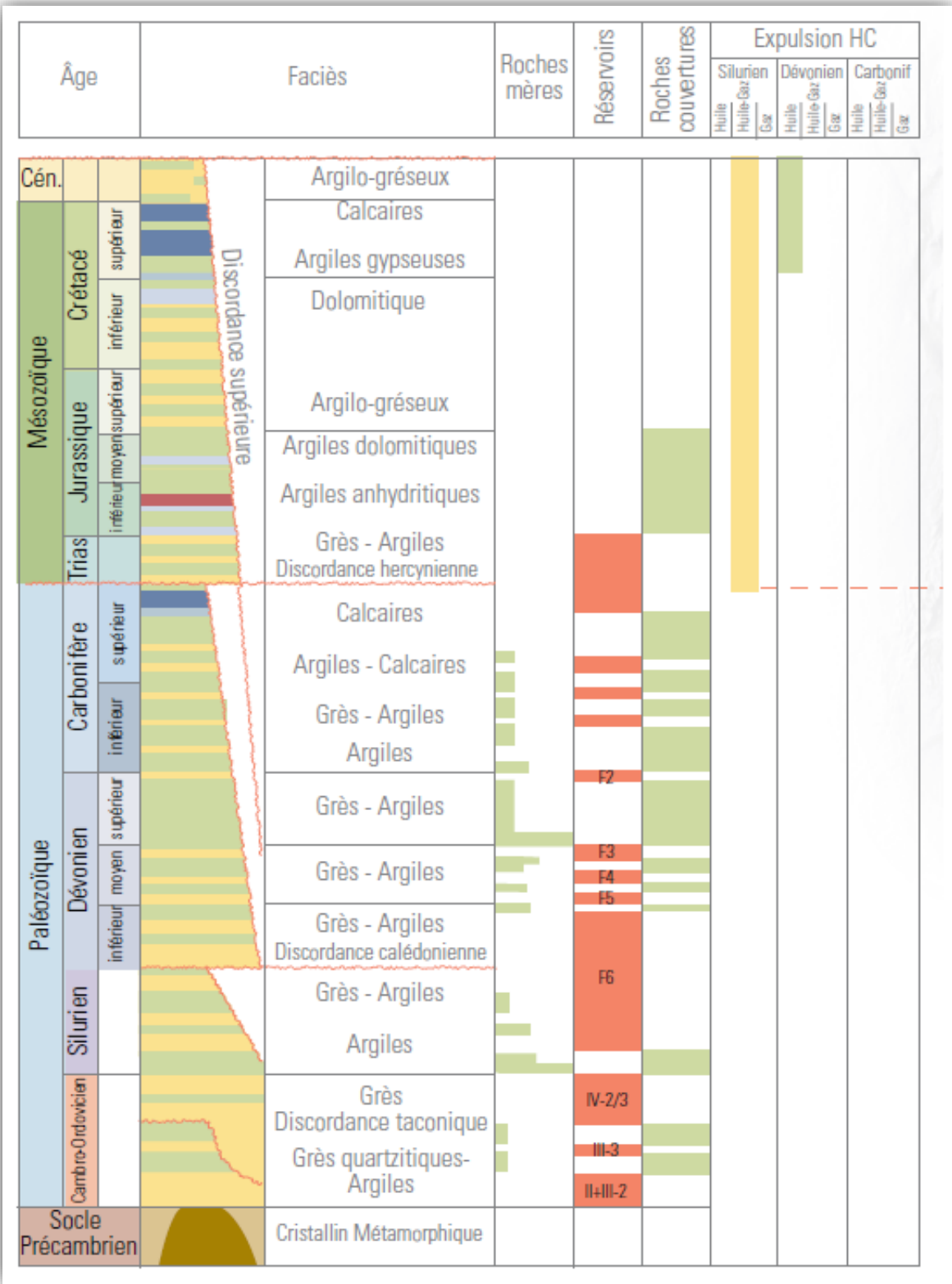


Figure 06 : Colonne litho stratigraphique type des bassins d'Illizi et de Berkine WEC (2007).

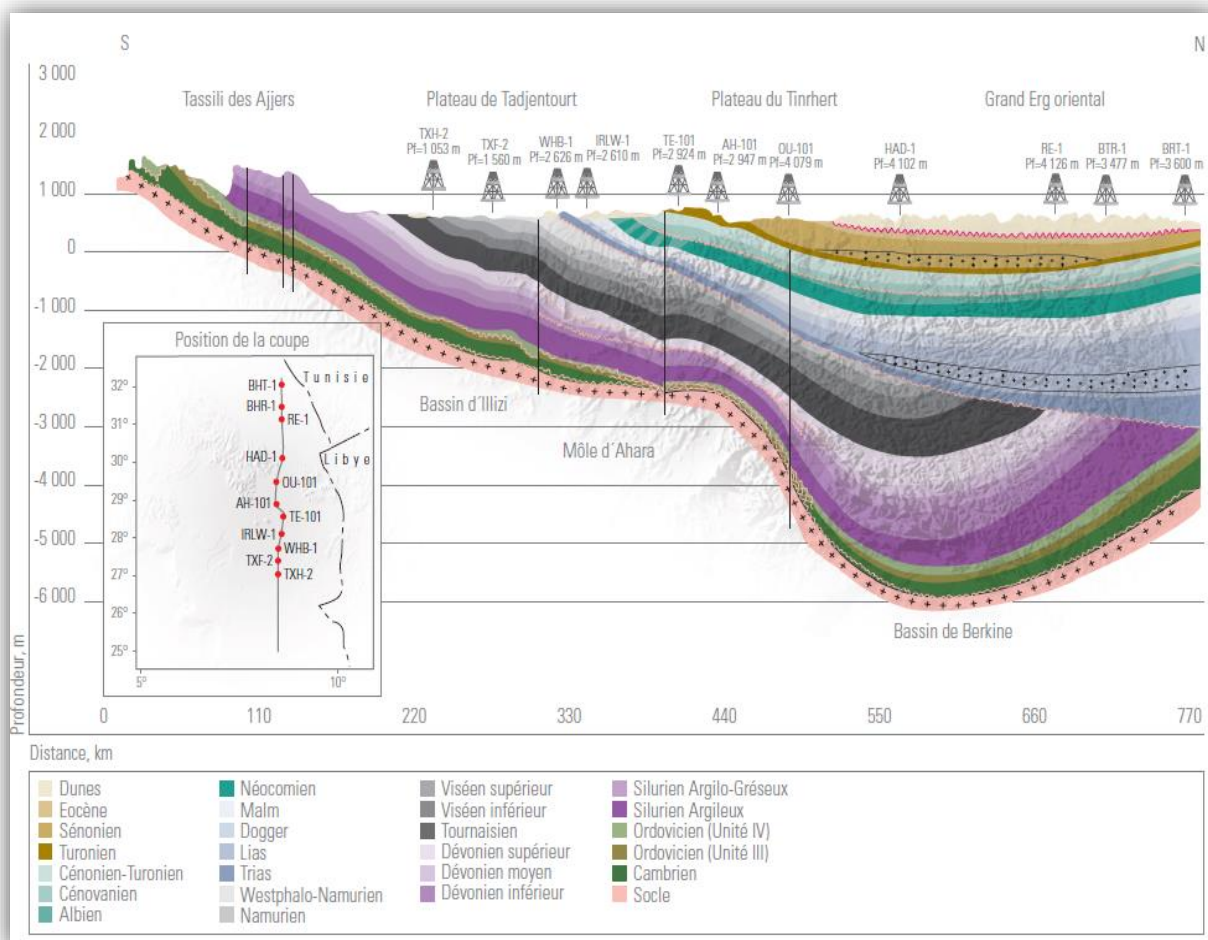


Figure 07 : Coupe géologique sud/nord du bassin d'Ilizi WEC 2007.

I.2.1.4. Système pétrolier

L'intérêt pétrolier dans le bassin d'Ilizi est lié essentiellement aux réservoirs de paléozoïques.

Dans les premières années de l'exploration, les réservoirs siluro-dévonien 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.2.1.4.1. Roche mère

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'Ilizi 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.

I.2.1.4.2. Roche réservoir

Dans le bassin d'Ilizi les différents types des roches réservoirs 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 qu'elle renferme.

I.2.1.4.3. Roche couverture

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 argilo-évaporitiques présentent des qualités remarquables.

Les roches couverture du bassin d'Ilizi 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 sahariens tel que le bassin d'Ilizi).

I.2.1.4.4. Les pièges à 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.
- **Pièges mixtes:** ils sont à la fois structuraux et stratigraphique. Qui sont la combinaison entre le piège stratigraphique et structural. Ce sont généralement des pièges sous discordance.

I.2.2. Cadre local

I.2.2.1. Historique de l'Exploration dans la Région

La région de Bourarhat sud (bloc 242) se situe à l'extrême Ouest du permis In Aménas, totalisant d'une superficie de 2453.6 Km². Plusieurs puits ont été réalisés durant la période allant de 1957-2003.

Le puits le plus ancien, est le sondage Ihansatene-1 (IH-1) foré par la Compagnie CREPS en 1957, tandis que le plus récent est le forage Ouest Ihansatene-1 (WHC-1) qui date de 2003 et foré par la compagnie nationale Sonatrach (ENTP). 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
IH-1 (1962)	Exploration	F6(C3): imprégnation huileuse Ordo IV-3: 3670m3/h de gaz combustible	C.R.E.P.S
IRL-1 (1962)	Exploration	F6(C3): imprégnation huileuse Ordo IV-3: 3670m3/h de gaz Combustible	C.R.E.P.S
WIH-1 (1963)	Exploration	F6(C3): huile Ordo IV-3: gaz C.R.E.P.S WHA-1 (1964) Exploration F6 (C3): huile	C.R.E.P.S
WHB-1 (1965)	Exploration	F6 (C3): 8m ³ /h d'huile	C.R.E.P.S
WIH-2 (1966)	Délinéation	Ordo IV-3: Faible venue d'huile 1.75m ³	C.R.E.P.S
IRLS-1 (1969)	Exploration	F6(C3): indice d'huile OrdoIV-3, IV-2: gaz+gazoline	SOPEFAL
IRLW-1 (1971)	Exploration	Ordo IV-3,IV-2: huile	SOPEFAL SH
IRLW-2 (1973)	Délinéation	F6(C3): huile+eau douce Ordo IV-3: gaz Ordo IV-2: gaz+gazoline	Sonatrach
IRLS-2 (1974)	Délinéation	F6(C3): traces d'huile+eau Ordo IV-3: gaz à condensat Ordo IV-2: huile sur 43m	Sonatrach
IRLS-3 (1979)	Délinéation	Ordo IV-3: venue d'huile et de gaz au Sommet Ordo IV-2: 0.67m3/h d'huile	Sonatrach
IRSW-1(1979)	Exploration	Ordo IV-3: très faible débit de gaz et gazoline	Sonatrach
IRLW-3 (1980)	Délinéation	OrdoIV-4/3: huile+gaz+gazoline	Sonatrach

WIH-3 (1982)	Délinéation	Ordo IV-3: trace de gaz +huile +eau salée en CI	Sonatrach
IRL-2 (1983)	Délinéation	F6 (C3): aquifère Ordo IV-3: gaz+gazolin	Sonatrach
WHC-1 (2003)	Exploration	Ordo IV-3: 4616m3/h gaz+2m3/h gazoline+eau salée	Sonatrach

Tableau .02 :Résultats pétroliers des puits d'exploration délinéation forés par la compagnie nationale Sonatrach.

Afin d'apprécier les anciennes découvertes réalisées par Sonatrach, un contrat de recherche a été signé avec la compagnie pétrolière Mèdex. après avoir effectué les travaux nécessaires et honoré les engagements cités par le contrat, la compagnie a mis en évidence trois parcelles d'exploitation dont les noms sont **Irlalene Sud, Irlalene Ouest et Ouest Ihansatene**. Ces trois parcelles totalisent une superficie de 862.87 Km² avec un volume en hydrocarbure à développer qui est de **51.05 million m³d'huile, 25.64 milliard m³ de gaz et 9.06 million m³ de condensat**. Ce total concerne le volume d'hydrocarbure existant dans les deux réservoirs principaux qui sont le Dévonien inférieur (F6(C3)) et l'Ordovicien (tableau. 3) :

Réservoirs	Parcelles	Volume en hydrocarbure
Ordovicien	IRLW	10.6 million m³ d'huile 5.94 milliard m³ de gaz 9.7 million bbls de condensat
	IRLS	19.7 milliard m³ de gaz 47.3 million bbls de condensat
Dévonien inférieur (F6(C3))	WIH/WHD-WHA	37.1 million m³ d'huile
	WHE	3.35 million m³ d'huile

Tableau .03 : Le volume totale d'hydrocarbure a développé dans la région de Bourarhat Nord.

I.2.2.2. Aspect structural

La région d'étude se trouve entre deux trends structuraux majeurs d'âge panafricain a 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.

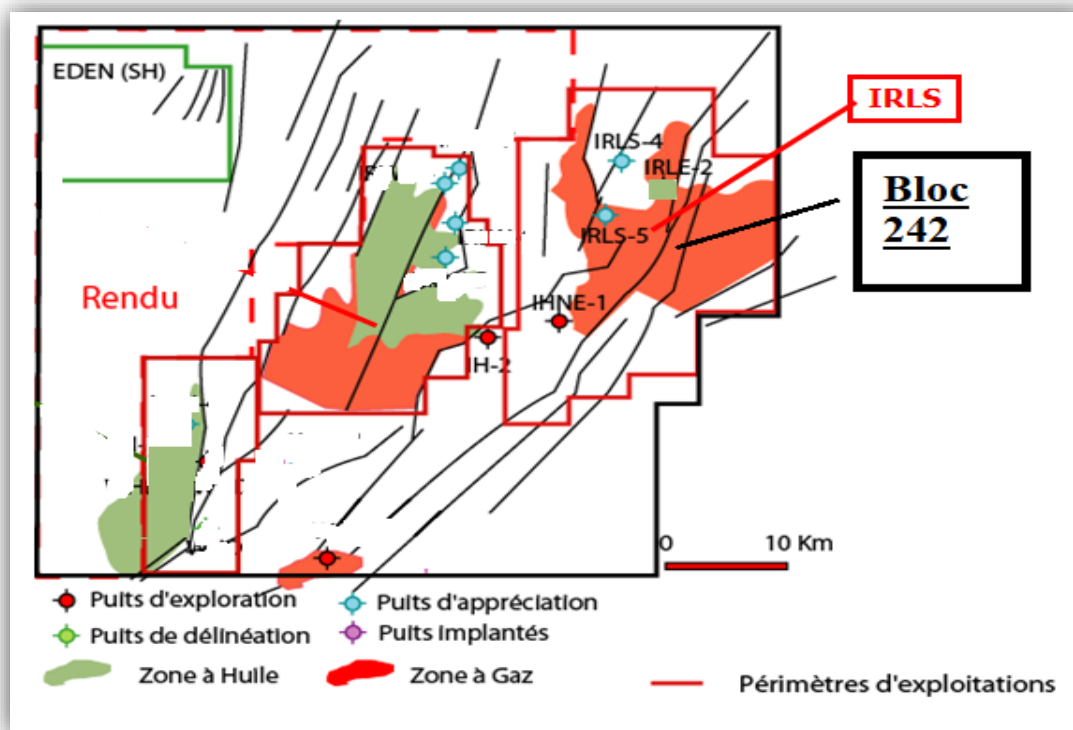


Figure08:Schéma structural de périmètre de Bourarhat sud II (documents sontarach 2008).

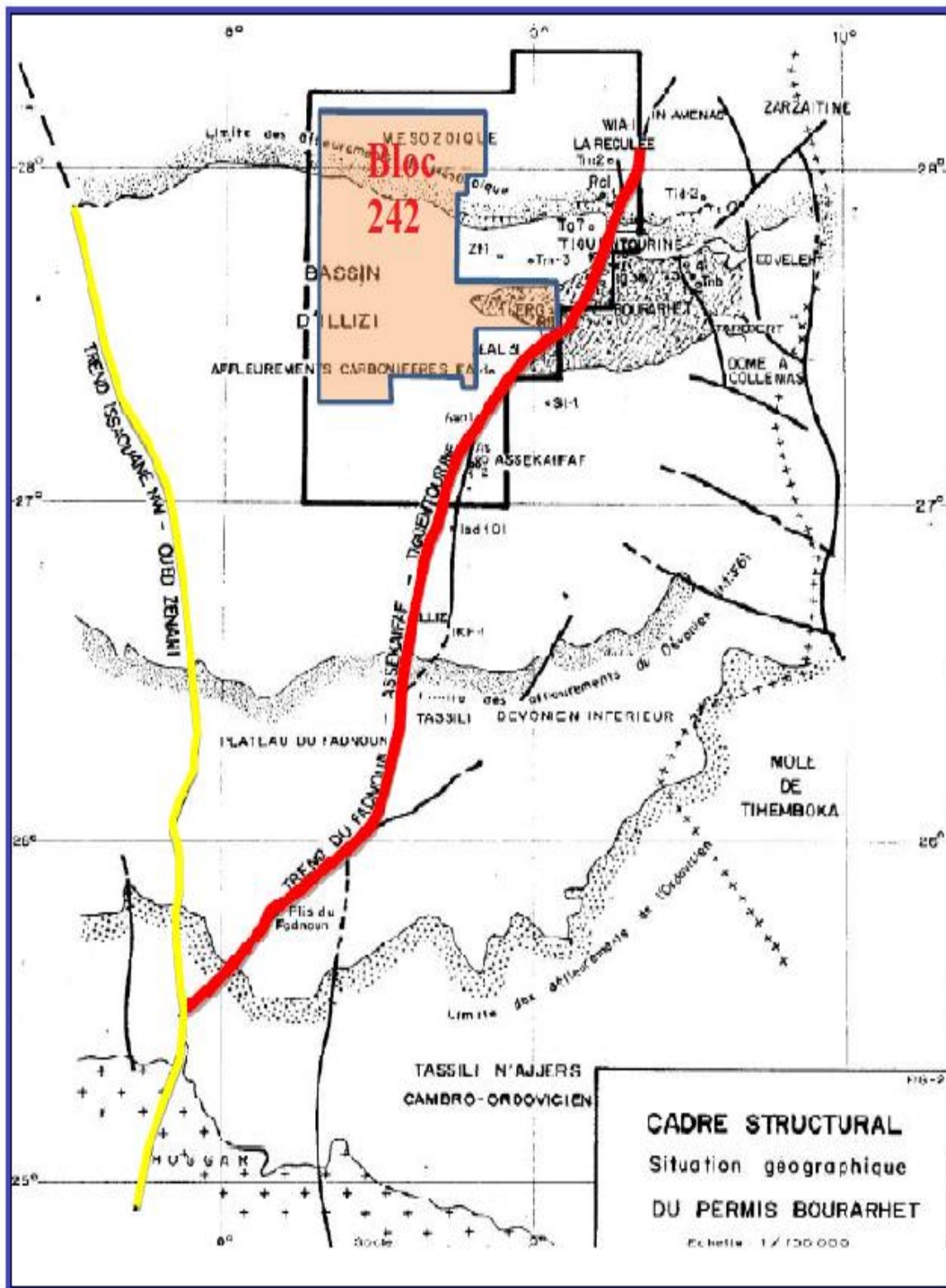


Figure 09 : Carte structurale du périmètre Bourarhat sud II (documents sontarach 2008).

I.2.2.3.Aspect litho stratigraphique

La couverture sédimentaire du périmètre de Bourarhat sud II est constituée essentiellement de deux (02) grands ensembles litho stratigraphiques. On distingue de bas en haut :

- Un ensemble d'âge paléozoïque ayant une épaisseur moyenne de 2300 m.
- Un ensemble d'âge mésozoïque très réduit avec une épaisseur moyenne de 200 m.

La série paléozoïque repose en discordance majeure sur le socle et se compose comme suit :

• **I.2.2.3.1. Le Cambro-ordovicien:** est constitué de dépôts silico clastiques essentiellement Gréseux et, l'argileux- Gréseux.

• **I.2.2.3.2. Le Silurien:** Il est formé de deux (02) ensembles silico clastiques:

- ❖ Le Silurien argileux :il correspond en affleurement a la formation d Oued Imerhou. C'est une puissante assise argileuse ayant une épaisseur moyenne de 300 m s'épaissit vers le Sud. C'est la principale source génératrice d'hydrocarbures dans le bassin d'Illizi .
- ❖ Le Silurien argilaux-gréseux : il est constitué d'alternance de séries tantôt gréseuses, tantôt argilo-gréseuses a argilo-silteuses

• **I.2.2.3.3. Le Dévonien (Unité II) :** est constitué de dépôts argilo gréseux et carbonatés surtout dans sa partie supérieure.

• **I.2.2.3.4. Le Carbonifère :** est formé de dépôts silico clastiques à la base et de dépôts carbonatés et évaporitiques au sommet.

La série mésozoïque, essentiellement argilo gréseuse et dolomitique repose en discordance (hercynienne) sur les formations paléozoïques.

I.2.2.4. Présentation sur les différents Réservoirs Cambro-ordoviciens

I.2.2.4.1. Le Cembro- Ordovicien

Le Cambro- Ordovicien du bassin d'Illizi a été subdivisé en deux ensembles séparés par une discordance de ravinement d'origine glaciaire,

- Un ensemble inférieur composé de bas en haut par le Gréso- conglomératique continental a marin, par 1'Argilo- Gréseux Inferieur(III-1), les Grés Intermédiaires(III-2) et l'Argilo Gréseux Supérieur(II1-3) à caractère marin. Cet ensemble, dont épaisseur est résiduelle, est compris entre le ravinement glaciaire et socle.
- Un ensemble supérieur, 1'argilo- Gréseux Terminai(unité IV), fluvio-glaciaire à glacio- marin, a facies très variable dont le toit est constitué par un hard ground marin et le mur par la discordance de ravinement glaciaire. Cet ensemble es lui-

même subdivisé en deux unités limitées entre elles par des surfaces de discontinuités glaciaires : la dalle terminale ou unité IV-3 et la série inférieure ou unité IV/2-1 qui comprend les grès à rides et les grès de Taredert.

I.2.2.4.2. Cambrien (unité II)

Cette unité correspond en affleurement aux grès de Tin Taradjelli. Elle repose sur le socle par une discordance de base.

L'unité II : est caractérisée par des dépôts clastiques grossiers, de type fluviatile, son épaisseur augmente du Nord vers le Sud.

I.2.2.4.3. Ordovicien

• **Unité III:** C'est un ensemble argilo-gréseux dont l'extension et son épaisseur sont contrôlées par le ravinement glaciaire. Les dépôts sont d'origine marine. Elle est subdivisée en trois sous-unités.

• **L'unité III-1:** ou argilo- gréseux inférieur. Elle correspond en affleurement à la vire du mouflon. Elle est d'âge Tremadoc, épaisse de 30 à 40 mètres, présente des grès fins avec des intercalations de niveaux argilo- silteux fortement bioturbés.

• **L'unité III-2:** ou quartzites de Hamra" ou encore grès intermédiaires, d'âge Arenig. Elle correspond en affleurement à la Banquette. Elle est constituée de grès quartzitiques fins à grossiers fréquents joints stylolithiques et tigillites. Son épaisseur varie de 0 à 75 m au Sud-est du permis. Cette unité est absente à l'Est. L'extension et l'épaisseur des unités III-1 et III-2 sont contrôlées par les mouvements anté- Llanvirn et, surtout, par le ravinement glaciaire.

• **L'unité III-3:** ou ensemble argilo- Gréseux Supérieur, Elle est datée Caradoc-Llandeilo à Llanvirn. Elle correspond en affleurement à la formation d'In Tahouite. Cette unité est à dominante pélitique dans sa partie inférieure, alors que sa partie supérieure est à dominante gréseuse fine. La puissance actuelle est une épaisseur résiduelle du fait que celle-ci se trouve immédiatement sous la surface de ravinement glaciaire.

• **Unité IV:** C'est le Complexe Terminal ou la formation de Tamadjert. Il s'agit d'un complexe argilo-Gréseux d'origine glaciaire, caractérisé par des variations de faciès et d'épaisseur dues à son caractère ravinant. L'unité IV repose parfois directement sur le socle (Tiguentourine).

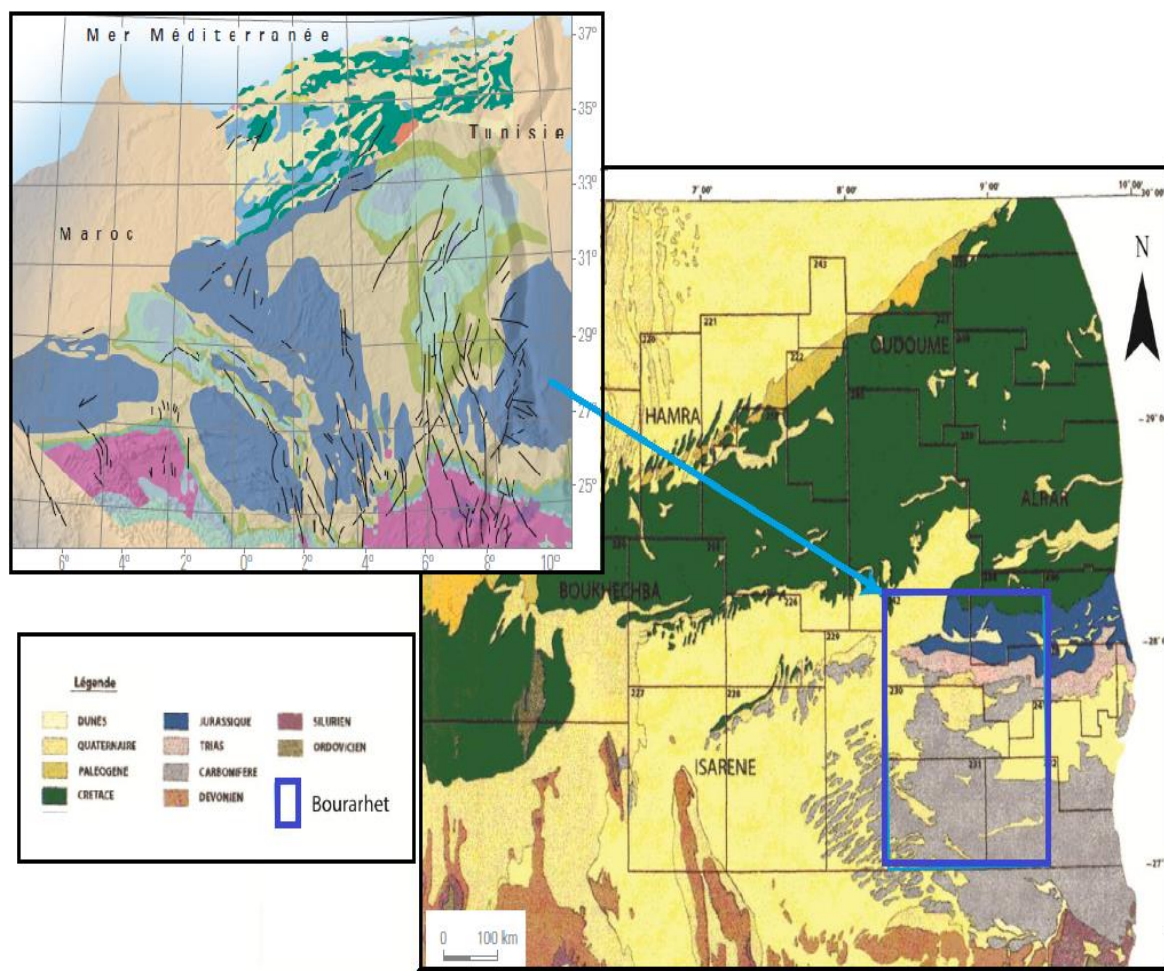


Figure 10 : Carte géologique du bassin d'Illizi montrant la zone d'étude (Sonatrach/Exploration) avec WEC 2008.

I.2.2.5. Système pétrolier

I.2.2.5.1. Roches réservoirs

Les réservoirs constituant les principaux objectifs dans le périmètre Bourarhat sud II sont Le Cambrien (unité II), l'Ordovicien (unité IV-3 unité III-2), Le Dévonien F2 et F6.

I.2.2.5.2. Roches mères

Les études géochimiques qui ont été effectuées dans le bassin d'Illizi ont montré que les argiles du Silurien, du Dévonien moyen et supérieur sont d'excellentes roches mères. Elles sont riches en matière organique avec un carbone organique total (TOC) qui varie entre 2.4 et 11 %. Les argiles marines de l'unité III de l'Ordovicien ont fait l'objet d'une récente étude qui a prouvé leur contribution dans la génération des hydrocarbures.

I.2.2.5.3. Roches couvertures

La couverture est assurée par les séries étanches situées au-dessus des différents réservoirs et par les séries argileuses inter stratifiées au sein des différents réservoirs.

I.2.2.5.4. Types de pièges

Les pièges sont souvent de type structural, des anticlinaux réguliers associés aux failles, mais il existe d'autres types tels que stratigraphique et mixtes.

Chapitre II

Analyse structurale.

I. Introduction

L'étude structurale reposera sur l'analyse cinématique du schéma structural du bassin d'Illizi et de la zone étudiée Bourarhat sud II. Nous ferons l'interprétation des profils sismiques et des cartes isobathes du réservoir Ordovicien unité IV pour comprendre la géométrie structurale et retracer ainsi l'histoire tectonique. L'analyse des profils sismiques nous a permis de déterminer les positions et le rejet des failles et leur intensité.

II. Analyse des profils sismiques

Dans le but d'établir un schéma structural au toit du réservoir Cambro-ordovicien, il est nécessaire d'interpréter de nombreux profils sismiques.

Pour mener à bien cette tâche, nous avons choisi (3) profils sismiques (Figure 10).

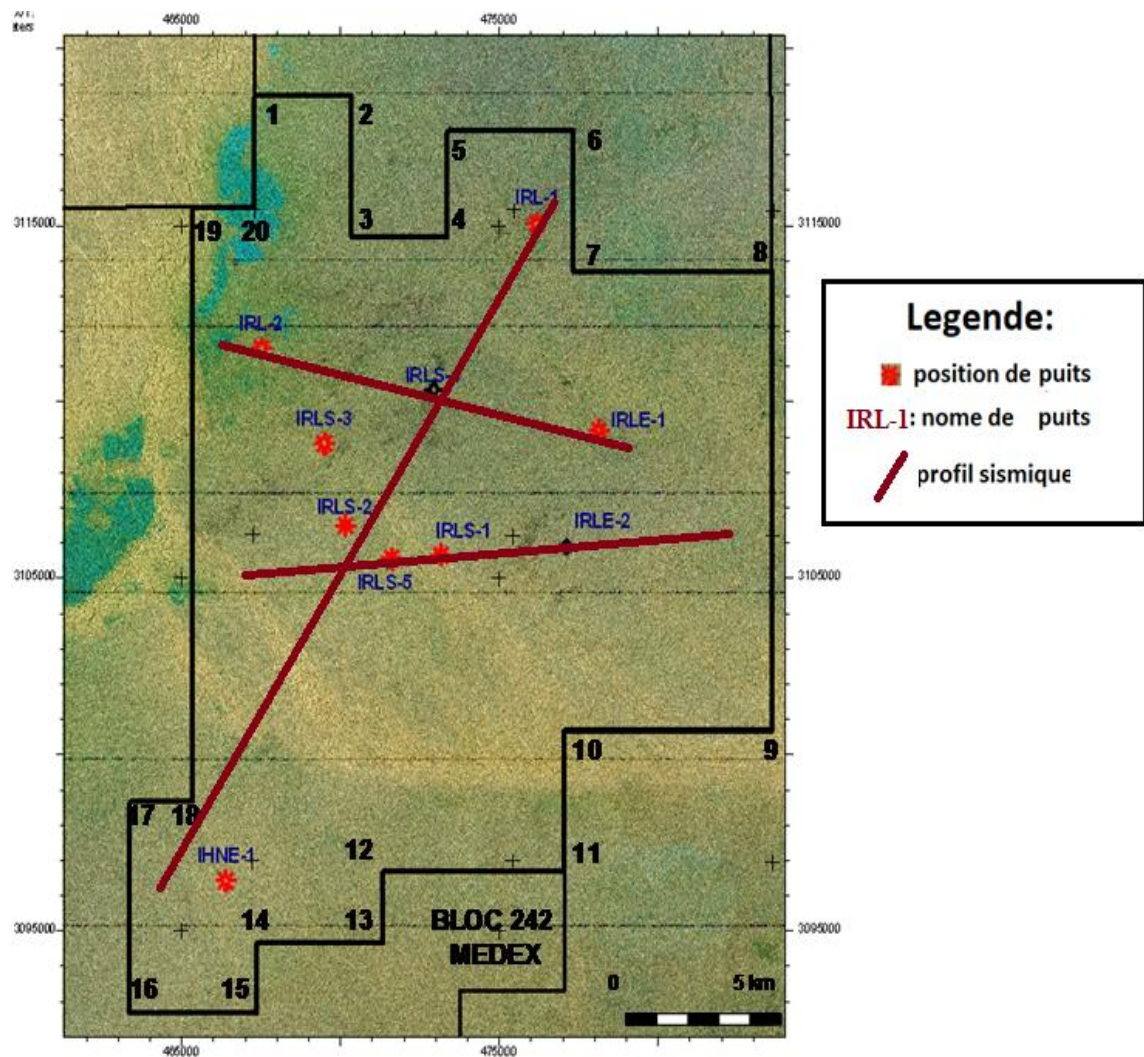


Figure 11 : Carte de positionnement des profils sismiques (geophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).

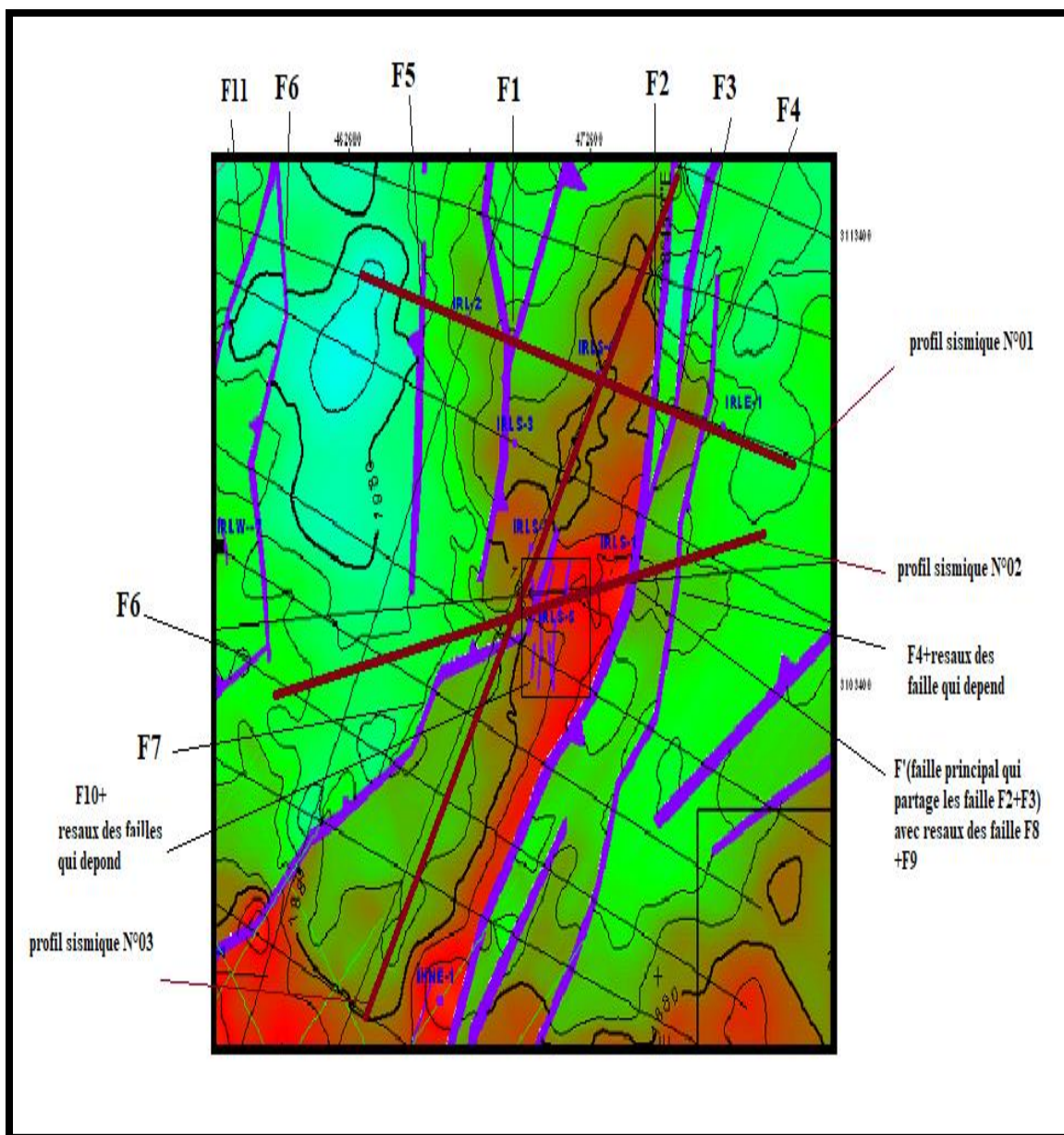


Figure 12 : Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien unité IV avec la position des profils sismiques par rapport à la distribution des failles (geophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).

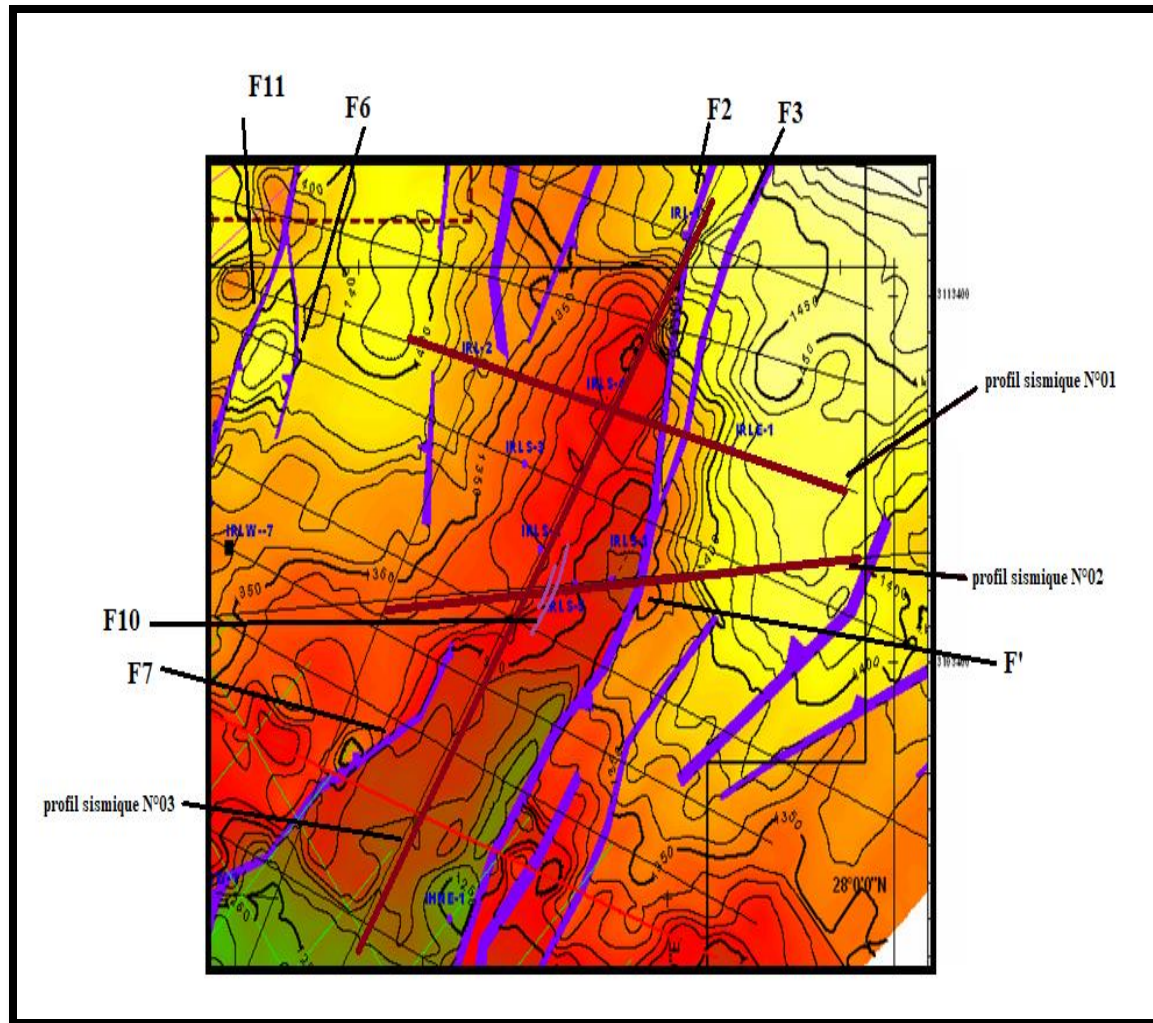


Figure 13 : carte en isobathes au toit de Dévonien F6C3 avec la position des profils sismiques par rapport la distribution des failles (geophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).

II.1. Le profil sismique N°1

Le profil sismique1 de direction NW-SE passant par 3 puits (IRL-2 et IRLS-4 et IRLE-1) (Figure.14) montre l'existence de 7 failles qui ont des rejets très importants.

- ❖ Ces profils montrent que la zone NE est affectée par 7 failles sub-verticales
Les failles (F11, F6, F5, F1, F2, F3, F4).
- ❖ Les failles F1 et F5 démarrent du Socle et recoupent les réflecteurs jusqu'au Toit de Ordovicien.
- ❖ Les failles F11 et F6, F2, F3, F4 démarrent du Socle et recoupent les couches jusqu'au Toit du Dévonien F6C3.

- ❖ La faille F1 et F5 sont normales cependant il est probable que la faille F2 ait enregistré deux phases de déformation qui créent des failles normale et inverse. La phase inverse serait probablement la plus ancienne.
- ❖ Le profil sismique montre qu'il y a un soulèvement au milieu qui positionne le puits IRLS-4 au sommet de structures marquées par la tendance au déversement de pli vers le SE.

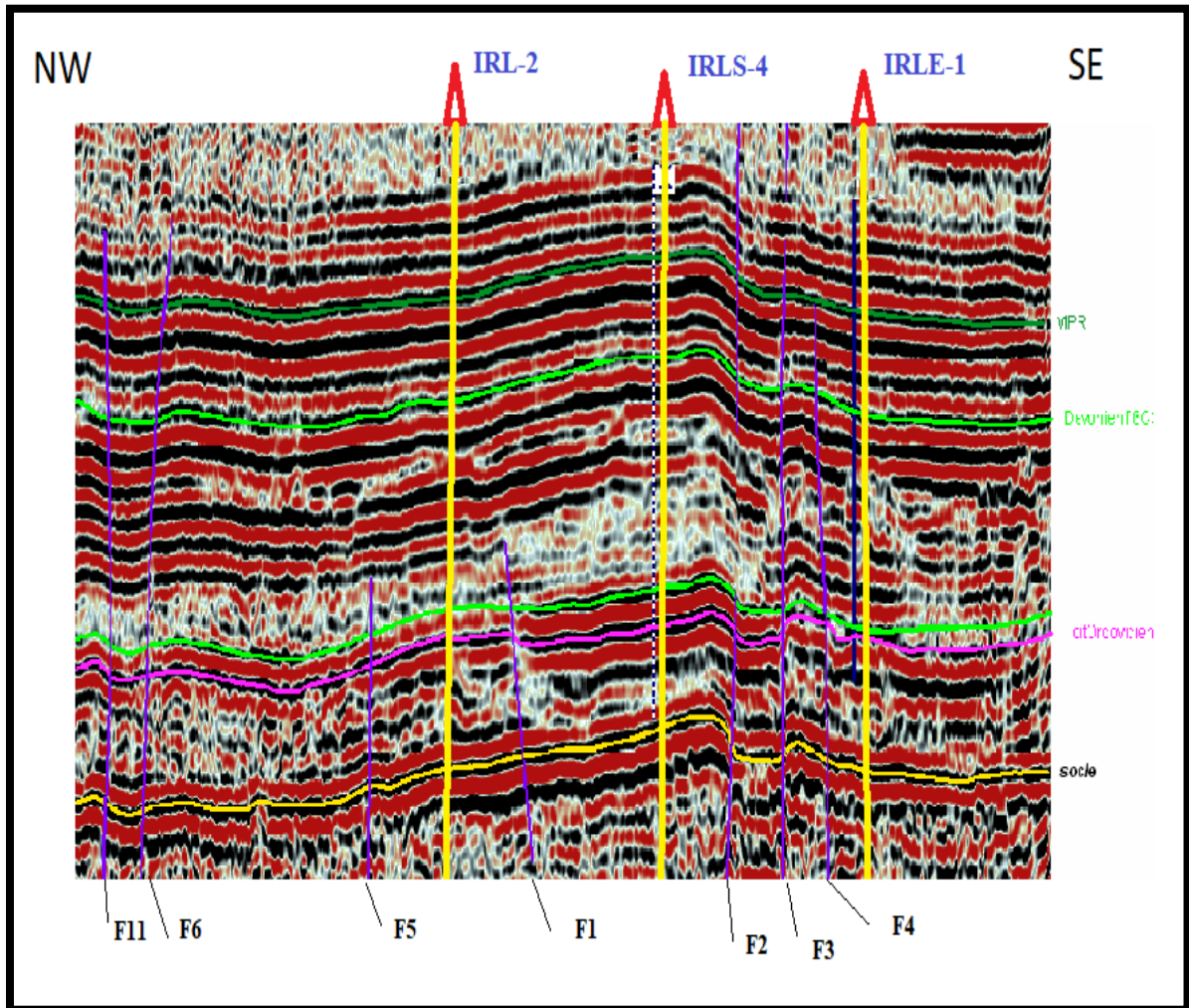


Figure 14 : profil sismique numéro 01 (geophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).

Le profil sismique montre qu'il y a 2 phase de déformations :

- ❖ La première phase de compression qui a affecté le socle jusque toit d'Ordovicien. Cette phase de déformations tectonique est très importante caractérisée par les failles inverses F11, F6, F2, F3 et F4 et Les failles normales F5 et F1.

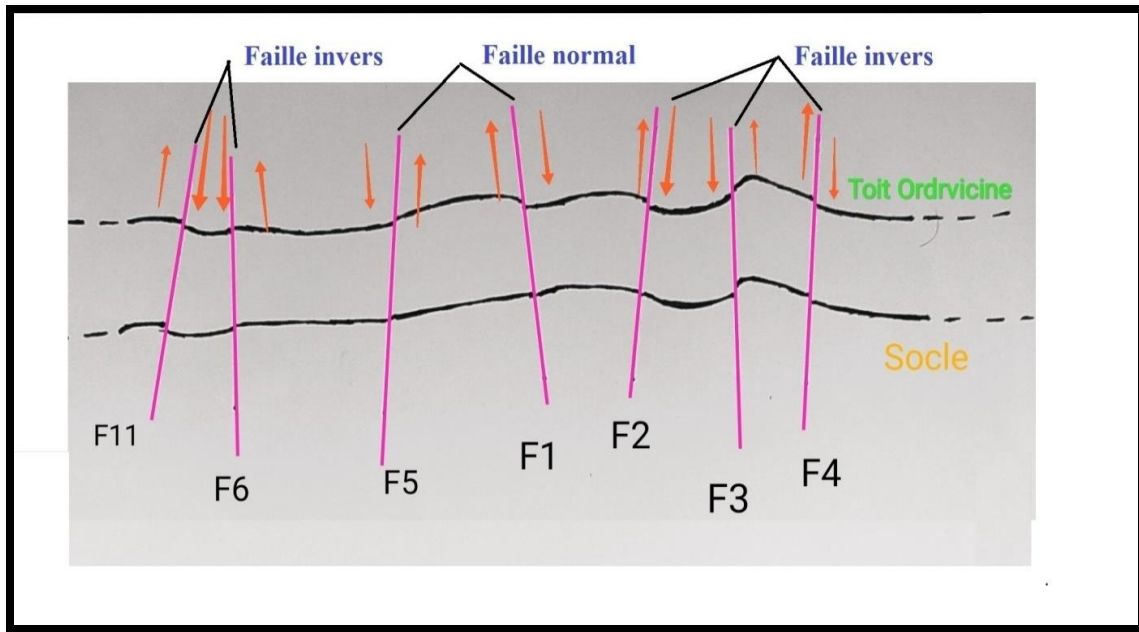


Figure 15 : la première phase de déformation qui affecte le socle
Jusqu'au toit de l'ordovicien.

- ❖ La deuxième phase extensive qui réactive les différents accidents en faille normale provoque des flexurations dans les niveaux supérieurs. Cette phase affecte le toit d'Ordovicien jusqu'au toit du Dévonien, la déformation est moins intense dans la partie inférieure de la structure.

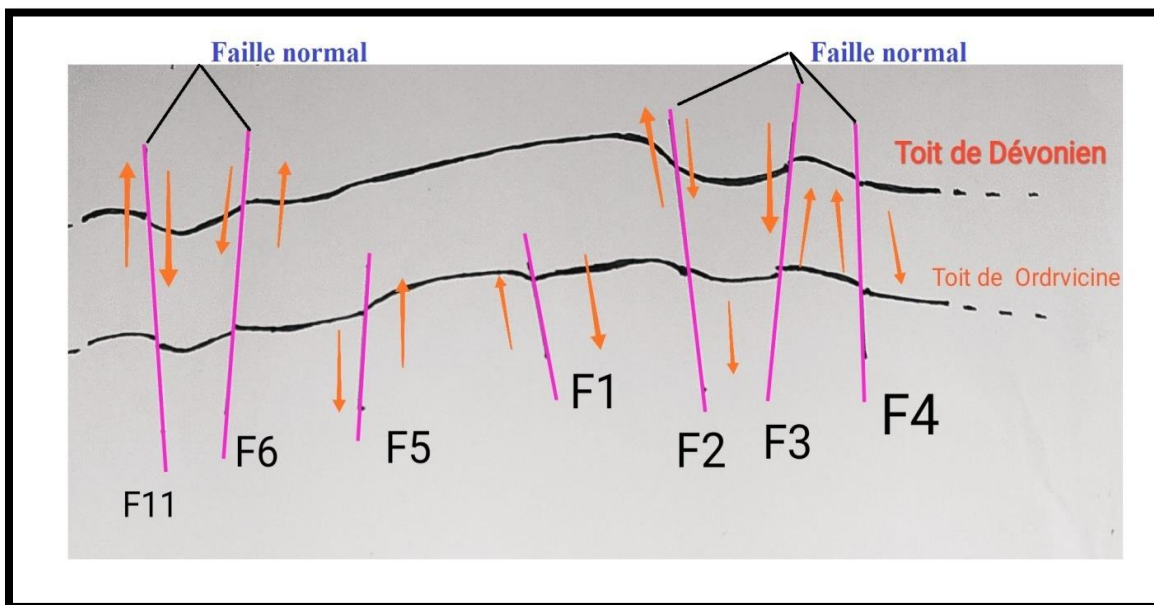


Figure 16 : La deuxième phase de déformations qui affecte le toit
De l'Ordovicien jusqu'au toit du Dévonien.

- ❖ Toutes les failles F11, F6, F2, F3, F4 enregistrent deux mouvements.

II.2. Le profil sismique N°2

Le profil sismique 2 de direction SW-NE passant par 2 puits (IRL-5 et IRLS-1) (Figure 17) montre l'existence de plusieurs failles qui ont des rejets très importants.

- ❖ Les failles qui passent par le profil sismique n°2 c'est : (F7, F10, F', F4, F2, F8, F9) avec un réseau de failles qui en relations a fonctionnements les failles F10 et F' (la faille principale qui partage les deux faille F2 et F3 au Nord-Est).
- ❖ Réseaux des failles qui dépend les failles F10 et F' démarrée a du Socle est recoupent les couches jusqu'au Toit de Ordovicien.
- ❖ Les failles F10 et F', F4, F8, F9 et F7 démarrée a du Socle est recoupent les couches jusqu'au Toit de Dévonien F6C3.

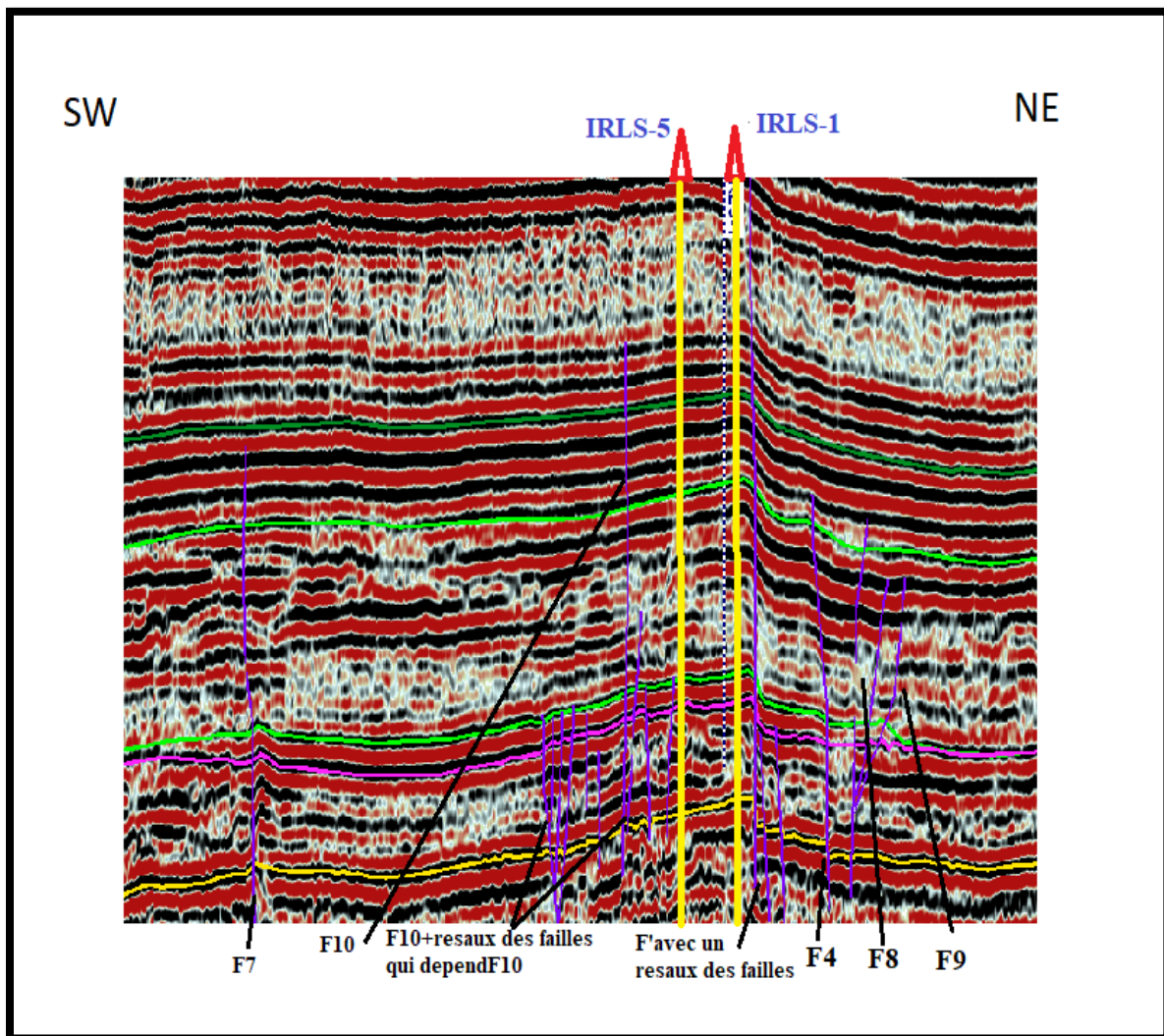


Figure 17 : profil sismique numéro 02 (geophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).

- Le profil sismique montre qu'il y a 2 phase de déformations :
 - ❖ La première phase de compression qui a affecté le socle jusqu'au toit d'Ordovicien. Cette phase le fonctionnement de déformations tectonique est très important caractérisée par les failles F7, F10, F4, F8, F9 qui sont inverses et Les failles F' plus au mois verticale .
 - ❖ qui sont normales avec les réseaux des failles qui dépend F10 qui montre une structure en fleurs positif caractérisée par un ensemble de failles inverses.

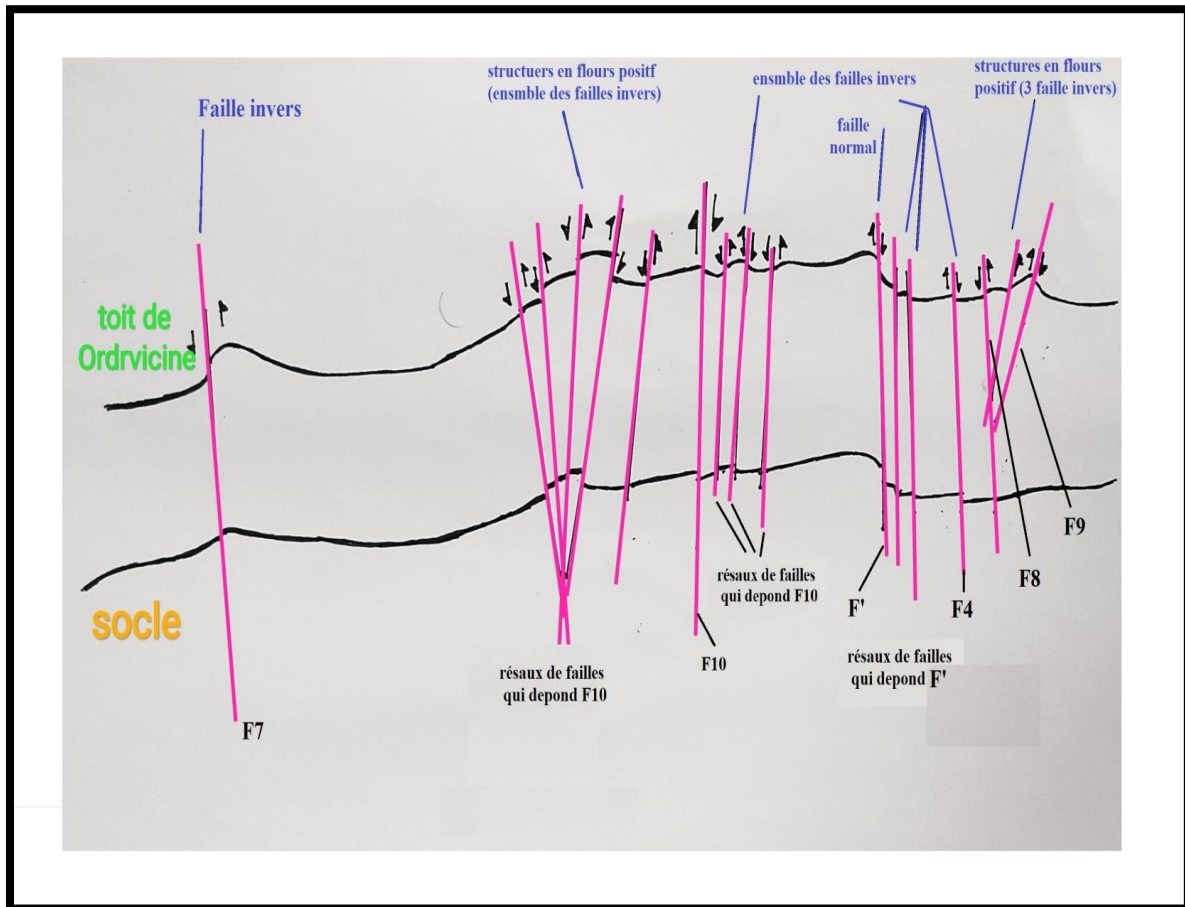


Figure 18 : la première phase de déformation qui affecte le socle jusqu'au toit de l'ordovicien

- ❖ La deuxième phase extensive qui réactive les différents accidents en failles normales provoquant des flexurations dans les niveaux supérieurs. La zone la plus soulevée correspond à la zone du puits IRLS-1.
- ❖ Cette phase a affecté le toit de l'Ordovicien jusqu'au toit du dévonien, la déformation est moins intense que dans la partie inférieure.
- ❖ Dans la première phase de déformation développement de failles inverses et dans la deuxième phase réactivation de ces dernières en failles normales.

La failles F7 rejoux deux fois et aussi F4. F8. F9 dans la couche de dévonien donc la premier phase affecté socle jusque dévonien après transforme comme des failles normales sont les effets d'extension dans deuxième phase de déformations pendant dévonien .

❖ La failles F' plus au mois verticale .

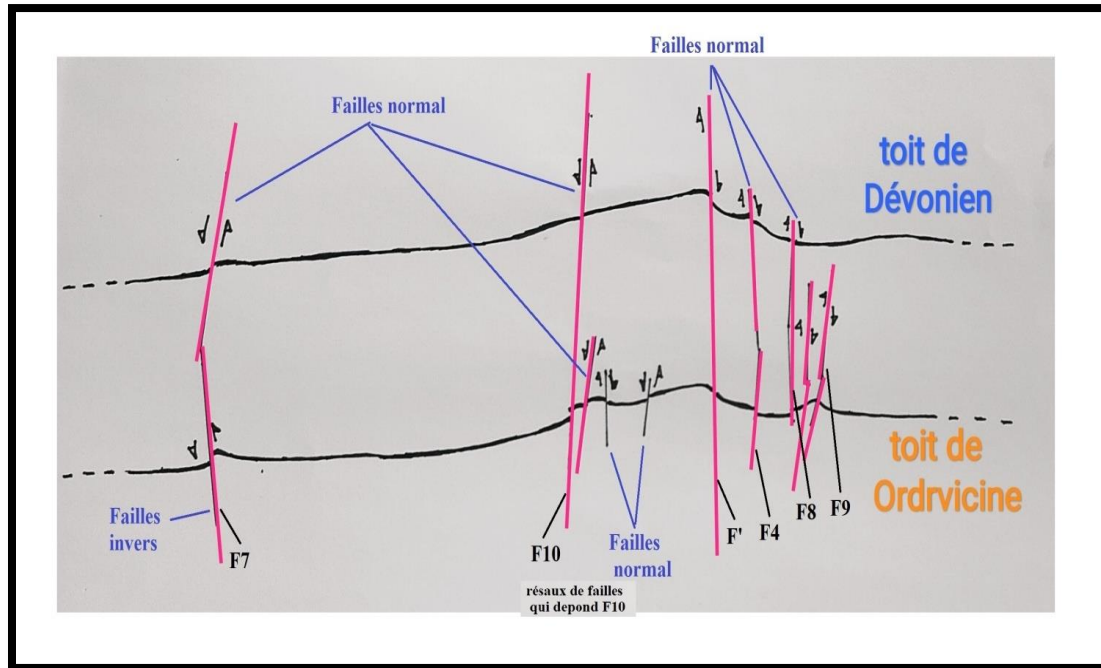


Figure 19 : La deuxième phase de déformations qu'affecte toit d'ordovicien Jusque toit de dévonien.

II.3. Le profil sismique N°3

Le profil sismique 3 de direction SSW-NNE passant par 4puits (IH-1 et IRLS-2, IRLS-4, IRL-1) (Figure 20) montre l'existence de plusieurs failles qui ont des rejets très importants.

Les réflecteurs plongent vers direction le NNE.

Les failles qui passant par le profil sismique n°3 c'est : (F14.F15. F16.F17. F10.F2. F12.F13) avec un réseau des failles qui en relations la fonctionnent de faille F10 .

Les failles F16 et F17.F12. F13 démarrent du Socle recoupent les couches jusqu'au Toit de l'Ordovicien.

Les failles F14 et F15.F10. F2 démarrent du Socle et recoupent les couches jusqu'au toit du Dévonien F6C3.

On observe que le plongement des couches est vers le NNE.

Presque toutes les failles sont plus ou moins verticales La première phase de compression a affecté le socle jusqu'au toit de l'Ordovicien. Cette phase de déformation est très intense. provoquant des failles normales les niveaux supérieurs, nous ferons remarquer que nous n'avons pas dessiné toutes les failles pour éviter la surcharge de la figure. Cette

phase a affecté le toit de l'Ordovicien jusqu'au toit du dévonien, la déformations est moins intense que la partie inferieur.

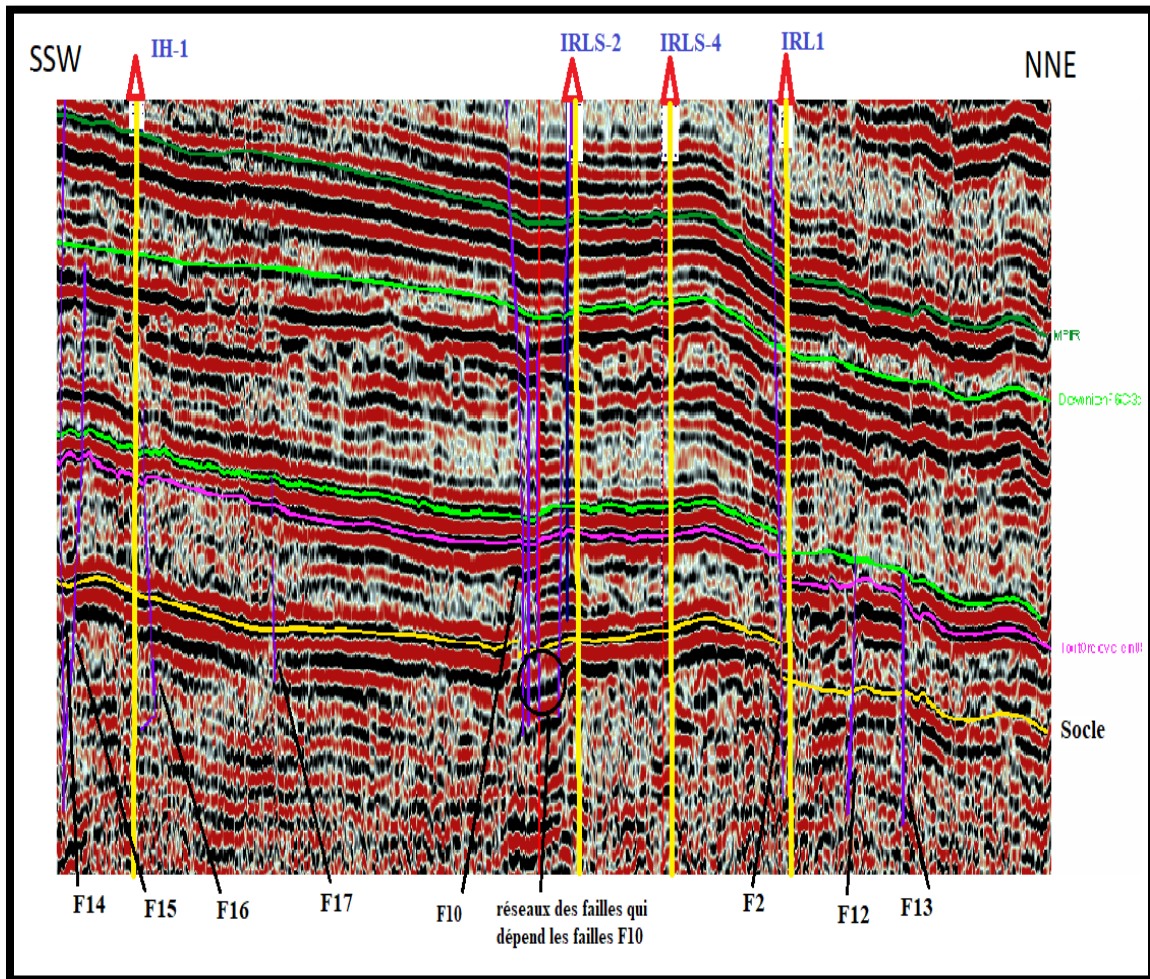


Figure 20 : profil sismique numéro 03(geophysique irlalene sud bloc 242 bassin Illizi 2008).

III. Interprétation des cartes en isobathes de la structure

III.1. Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'Ordovicien unité IV

Pour étudier les différentes structures dans le plan horizontal, nous avons analysé la carte structurale au toit de l'Ordovicien unité IV. Cette carte (Figure 21) montre que la structure est une succession de synclinaux et d'anticlinaux définissant un anticlinorium affecté par deux familles de failles. La première famille est de direction NNE-SSW correspondant à des failles de grande extension et la deuxième famille de direction NNW-SSE de moindre extension. Les relations angulaires entre ces deux familles pourraient correspondre à un système de Riedel.

L'architecture actuelle de la région de Bourarhat sud est le résultat de la combinaison des différents jeux et rejeux d'un réseau de failles et leur organisation spatiale ainsi que l'évolution des structures plissées.

Le BLOC 242 du périmètre de Bourarhat sud II d'après la cartes en isobathe en observe-t-ily a 4 failles majeures de direction NNE-SSW qui passe par les profils sismiques.

Les puits sont positionnés entre les failles mais aussi dans les somment de structures.

Les courbes en isobathes ont tendance à être orientées NNE –SSW dans la partie centrale où se trouvent les puits. De plus elle sont tendance à être plus étirées et plus allongées au voisinage des failles. Cependant au SE là où est implanté le puits IHNE-1 les courbes en isobathes ont tendance à être orientées E-W.

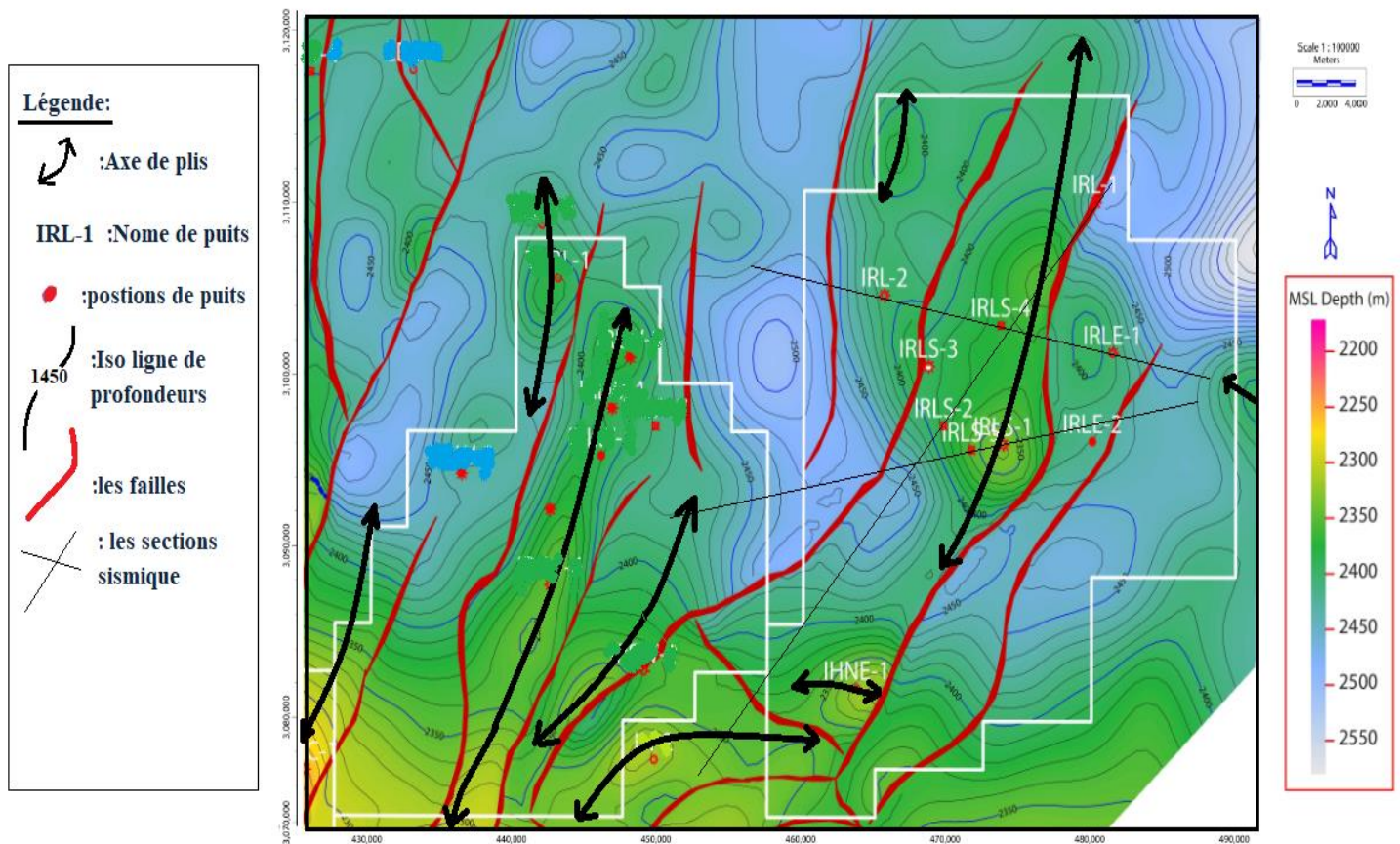


Figure 21 : carte en isobathes au toit de l'Ordovicien(documents Sonatrach 2008).

III.2. Interprétation de la carte en isobathes au toit du Dévonien F6C3 :

La carte en isobathes au toit du Dévonien F6C3 (Figure22) montre une structure plissée comportant des failles de direction NNE-SSW.

Les iso lignes définissent deux directions, la première est orientée NNE-SSW et la deuxième est orientée NWW-SEE. Mais c'est la direction NNE-SSW qui caractérise la structure d'ensemble.

L'analyse de l'organisation des iso lignes permet de comprendre l'histoire tectonique de cette région et de déterminer la direction de la contrainte maximale.

La direction de la contrainte maximale est orientée NWW-SEE.

La structure de la zone étudiée bloc 242 montre qu'elle est bordée à l'Est par une faille majeure normale de direction NNE-SSW.

Il y a quelques failles secondaires légèrement obliques.

Tous les puits sont positionnés dans la partie sommitale de la structure du NE.

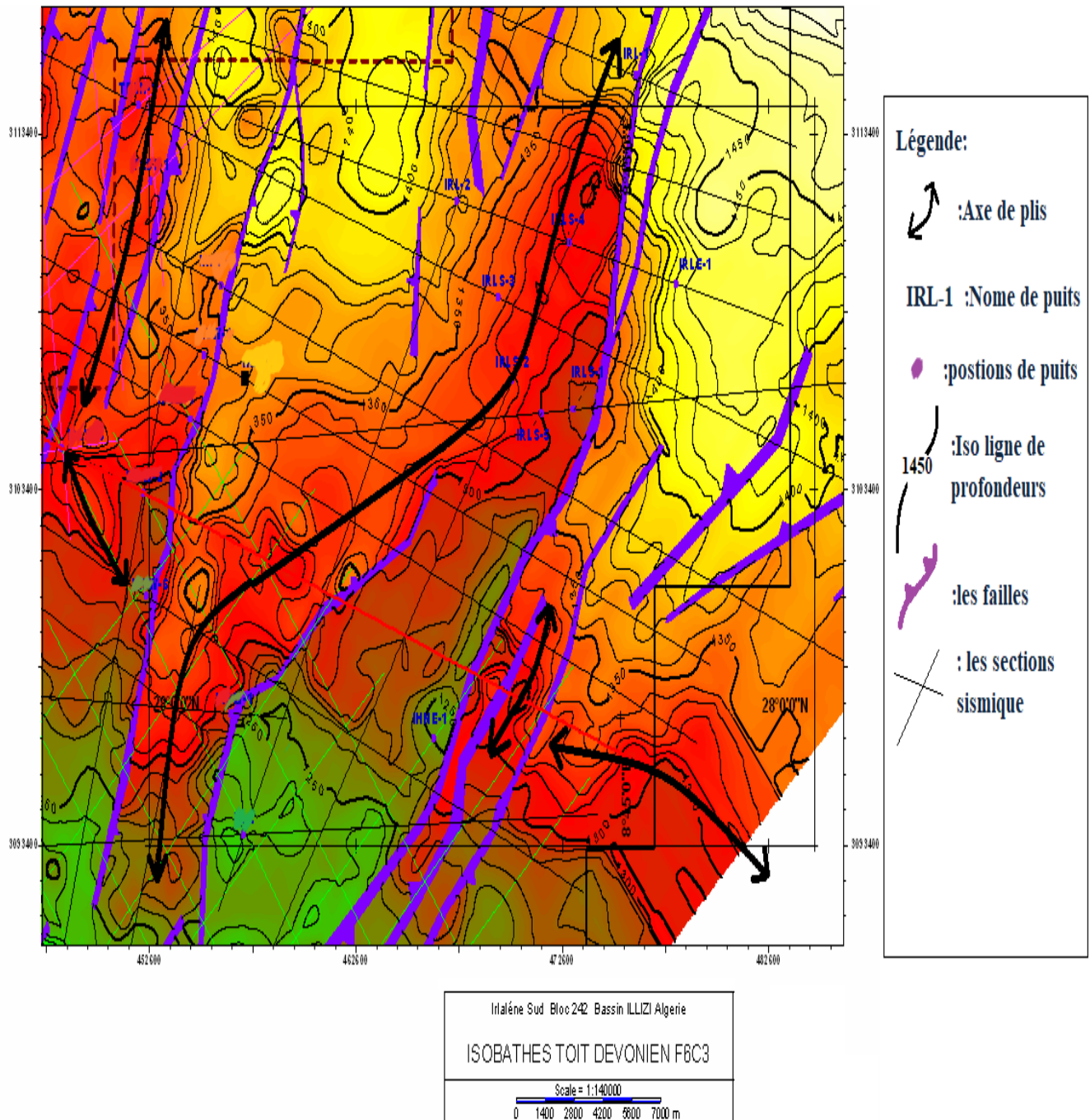


Figure22 : Carte en isobathes du toit du Dévonien F6C3 (document Sonatrach 2008).

III.3. Description des cartes

Les 02 cartes isobathes au toit du Dévonien F6-C3 et au toit de l'Ordovicien (Fig. n°20 et 21) montrent que cette région est un monoclinale plongeant vers le Nord Est. Il est affecté par un système de failles dont l'orientation est NE-SW.

Comme pour Irlalene West, la carte montre l'absence de fermeture structurale à l'Ordovicien sur le gisement. Dans les dépôts glaciaires de l'unité IV d'Irlalene Sud, la fermeture au Sud-Ouest est constituée par un passage de grès propres productifs à des faciès compacts et des argiles au Sud-Ouest (IH-2 par exemple).

Vu la faible épaisseur en équivalent temps, visible sur les sections sismiques des unités du Cambro-Ordovicien, qui est de l'ordre de 200 ms, le pointé de la base de l'unité IV qui est une surface d'érosion glaciaire majeure n'a pu être suivie.

Medex a sollicité BEICIP pour une étude géologique sur le bloc 242 dans la quelle une tentative de suivi de la base des unités IV a été faite sur 10 profils sismiques traités en amplitude préservée et inversé. Une carte de la base de l'unité IV bien qu'approximative existe dans le rapport BEICIP, mais elle couvre uniquement la zone d'Irlalene West.

Un flattening par rapport au Socle de la section sismique 04BRT-21 confirme l'augmentation des épaisseurs des unités IV sur les axes passant l'un par IRLS-1 et IRL-2 et l'autre par IRLS-1 et IRLE-1 qui coïncide avec la présence de faciès favorables de paléo vallée selon les puits.

Comme pour Irlalene Ouest, au-dessus de ces paléo vallées on remarquera un amincissement entre les 02 phases sismiques du doublet de l'Ordovicien signalé plus haut

Tectonique

Une série de failles NE-SW affectent la région d'Irlalene Sud dans la région de Bourarhat Sud II. La faille principale située au centre de la surface d'exploitation le long duquel sont implantés les puits IHNE-1, IRLS-1, 4, et IRL-1 a un rejet maximum de 80 m.

Il y a présence d'une fracturation intense comme le montre la section sismique 02 BRT03 qui passe par le puits IRLS-5.

IV. Conclusion

Pour comprendre la structuration des réservoirs étudiés nous nous sommes basés sur l'interprétation des profils sismiques et l'interprétation des cartes en isobathes de ce réservoir au toit de l'Ordovicien et aussi au toit du dévonien F6C3 de la région étudiée.

La région a subi plusieurs phases de déformations :

- ❖ La première phase de compression qui a affecté le socle jusqu'au toit de l'Ordovicien. Lors de cette phase le taux de déformation tectonique est très élevé.
- ❖ La deuxième phase extensive réactive les différents accidents en failles normales provoquant de nouvelles failles dans les niveaux supérieurs. Cette phase a affecté la série du toit de l'Ordovicien jusqu'au toit du Dévonien la déformations tectonique est moins intense que dans la partie inférieure.

Les cartes isobathes ont permis de déterminer la direction de la contrainte maximale qui est NWW-SEE.

Chapitre III

Analyse de la fracturation naturelle

I. Introduction

La réponse des matériaux terrestres à une contrainte varie selon la profondeur. Lorsque la réponse est une cassure, les matériaux sont qualifiés de "fragiles" ou de "compétents" et lorsque la réponse est une déformation plastique les matériaux sont qualifiés de "ductiles" ou de "incompétents". Les déformations cassantes se concentrent près de la surface de l'écorce terrestre tandis que les déformations souples se produisent à grande profondeur.

II. Définitions

II.1. Les réservoirs compacts (tight réservoirs) : 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 « non conventionnels ».

II.2. Les réservoirs naturellement fracturés : La particularité de ces réservoirs est la dualité matrice-fissure. L'essentiel du transport est assuré par le réseau de fissures dont le volume poreux est très petit. La structure percolant duré eau de fissures induit le fait que la fissuration court-circuite la matrice. Cet effet peut se révéler très sévère pour la récupération.

Nombreux sont les exemples où de l'eau injectée parcourt plusieurs dizaines de mètres par semaine. Toutefois, il faut retenir que la plage de récupération possible dans les champs fissurés peut varier du pire au meilleur et que beaucoup de champs n'auraient pas été produits sans l'existence de fissures en raison de la très faible perméabilité de la matrice.

La représentation d'un affleurement de formation fissurée démontre à quel point le réseau de fissures peut être dense et complexe. La modélisation des écoulements dans un tel milieu est un véritable défi pour les chercheurs.

II.3. Classification des réservoirs naturellement fracturés : Les réservoirs fractures sont classes en fonction de la contribution des fractures dans la porosité et la perméabilité de réservoir en quatre types suivants :

Classification des réservoirs naturellement fracturés	
Type I :	La fracturation contribue dans l'essentiel de la porosité et la perméabilité duré voir, exemple de Big Sandy (Kentuky, W Virginia), Haft Kel (Iran).
Type II :	La fracturation contribue dans l'essentiel de la perméabilité du réservoir, exemple d'Altamount-Blue (Utah), Kirkouk (Irak) et HMD (Algérie).
Type III :	La fracturation stimule la perméabilité dans la production du réservoir, exemple Kirkuk (Irak), Cottonwook Creek (Wyoming).
Type IV :	La fracturation ne contribue pas à l'amélioration des paramètres pétrophysiques mais crée les conditions d'une meilleure anisotropie du réservoir.

Tableaux 04 : Classification des réservoirs naturellement fracturés.

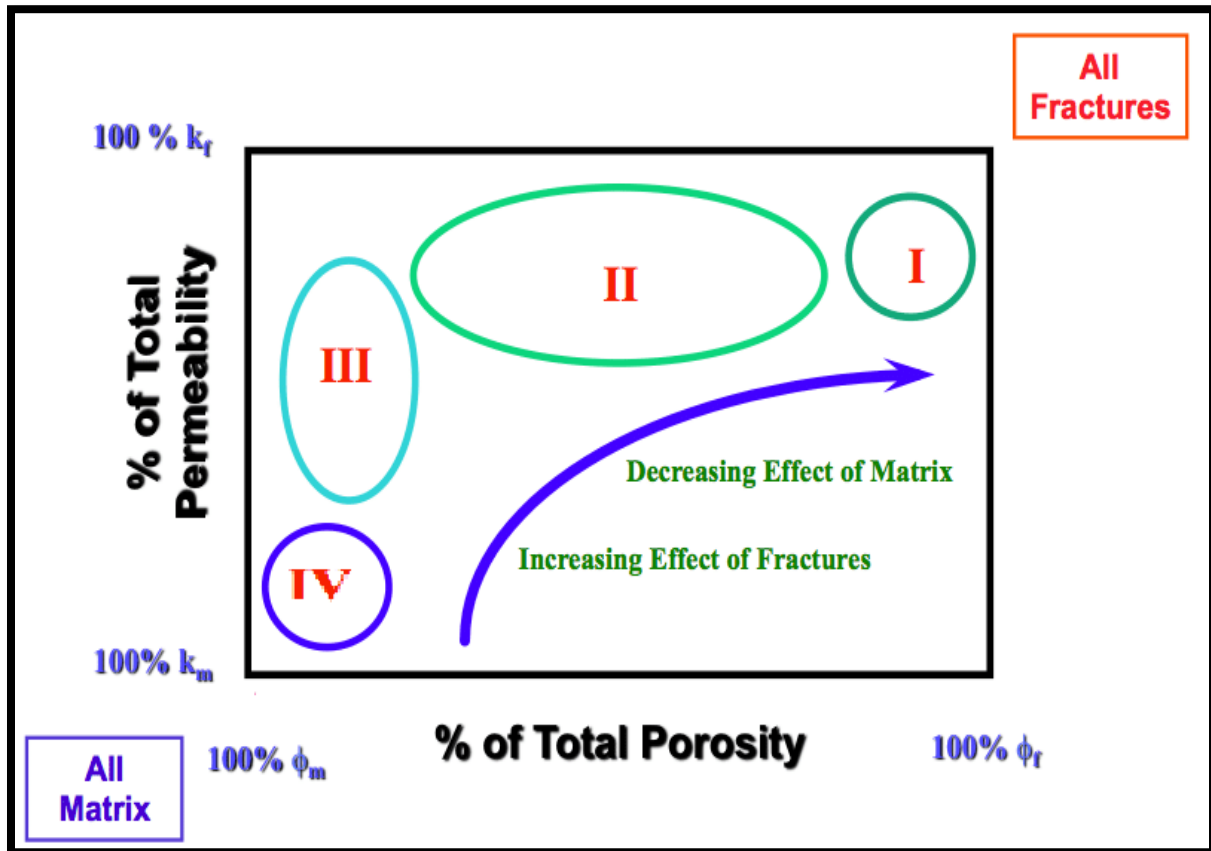


Figure 23 : Distribution schématique de types des réservoirs fracturés.
(R.A Nelson 1999).

III. Les fractures

La fracture est définie comme étant “une cassure discrète dans une roche qui n’est pas parallèle avec une structure visible (Priest, 1993 in F. Benab de lghani 2005) les termes fracture et fissure ont été adoptés par plusieurs auteurs en décrivant les joints et autres discontinuités qui se sont formés par des mécanismes de fracturation fragile.

La signification du terme "fracture" peut varier d'un domaine d'application à l'autre. En géologie, une fracture désigne une discontinuité dans la roche (Peacock et Mann, 2005) due à une rupture mécanique. Les surfaces des fractures sont souvent irrégulières et leurs lèvres disjointes. La physionomie d'une fracture, autant dans les roches sédimentaires que dans les roches ignées, dépend de l'échelle à laquelle on la regarde. D'un point de vue mécanique, une fracture est une entité définie par deux surfaces (ou une zone) à travers les quelles une discontinuité (normale et/ou tangentielle) de déplacement se produit (Aydin, 2000).

Différents objets microtectoniques accompagnent les systèmes fracturés, tels que :

- Les diaclases.
- Les para clases.
- Les fentes de tensions.
- Les stylolithes.
- Les stries et les brèches.

III.1. Les différents types de fractures

III.1.1. Les fractures naturelles

Elles 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 : elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique et participant au drainage des fluides dans le réservoir. Elle augmente la perméabilité.

Fractures naturelles colmatées : 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.



Figure 24 : Les fractures naturelles.

III.1.2. Les fractures induites (Break out)

Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit de l'extraction de la carotte au cours de sa récupération. A partir de ces déformations on peut tirer la direction de la contrainte horizontale maximale qui est perpendiculaire à l'axe de déformation.

III.1.3. Les fractures provoquées

Elles sont provoquées volontairement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien au sein des formations fortement endommagées, ou la production reste toujours faible. Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice.

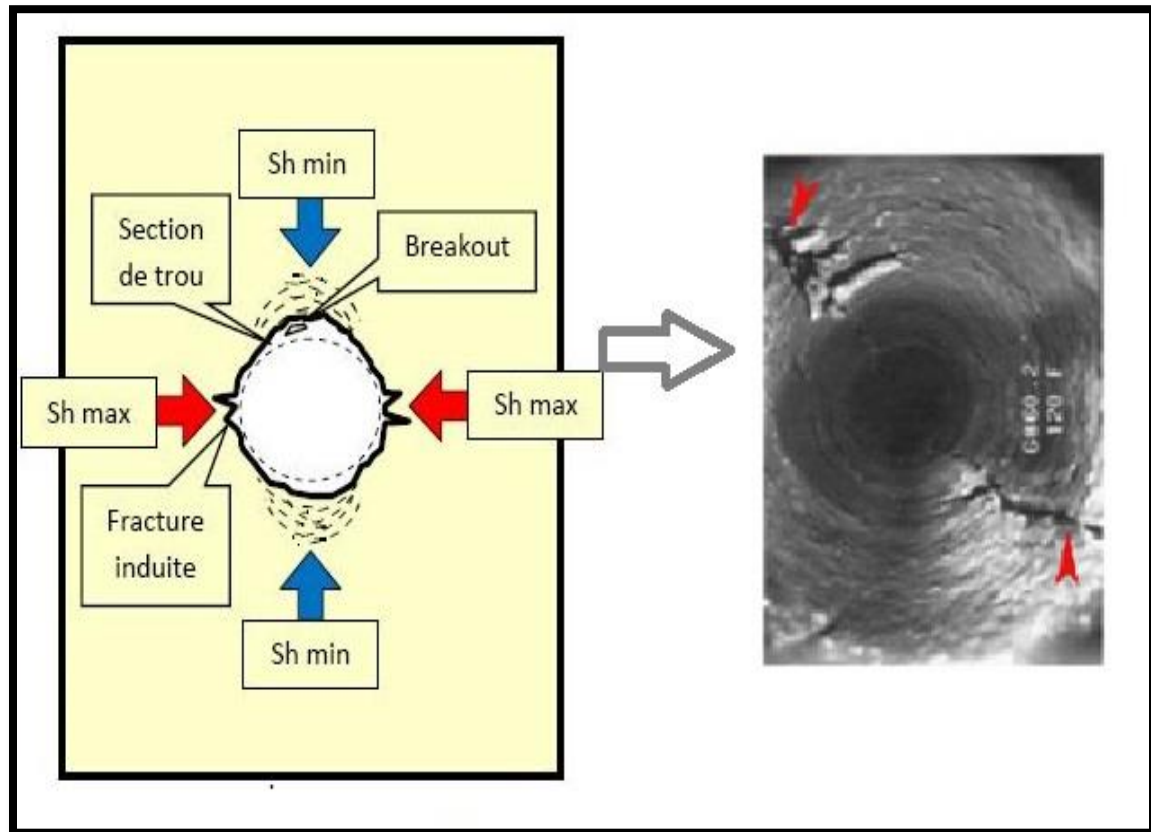


Figure 25 : Fractures induites (Hatta li, 2013).

IV. Analyse de la fracturation sur les carottes

L'objectif principal de cette partie consiste en la caractérisation de la fracturation naturelle dans la Région de Bourarhat sud II et plus précisément dans le réservoir ordovicien unité III et IV en se basant sur l'étude de carottes.

A travers ce travail, nous allons essayer de comprendre les styles de déformation, la géométrie et la typologie des fractures en se basant sur la description de carottes et en intégrant les données de test aux puits pour déduire l'influence des fractures dans la productivité durés er voir.

IV.1. L'objectif de l'analyse de la fracturation sur les carottes

L'objectif de l'analyse des carottes

- La représentation complète du réservoir Fournit une image détaillée.
- La détermination de pendage.
- La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
- La détermination de la limite gré/argile, des intervalles de stratification minces.
- Localisation et évaluation des intervalles de corrosions, l'usage mécanique,
- Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.
- Fournit des données stratigraphique et micropaléontologie et des donne géochimique.

- Fournit des données petro physique (porosité et perméabilités).

L'objectif de l'analyse de la fracturation sur les carottes

On peut obtenir les informations suivantes :

- Type, densité et distribution des fractures.
- Schémas de distribution spatiale de la fracturation.
- Chronologie d'apparition de la fracturation.
- Champs de contraintes des phases tectoniques principales,
- Relation entre la distribution des fractures, failles et plissement (modèles cinématiques)
- L'interaction entre l'écoulement de ces fluides et la structuration.



Fig26: Fracture observée sur carotte (documents sonatrach).

IV.2. Origine des fractures naturelles du puits

IV.2.1. Introduction

La fracturation peut jouer un rôle très important sur le comportement dynamique de certains réservoirs Ordoviciens d'Algérie. Dans le cas où les fractures sont ouvertes et de grande dimension, elles peuvent soit améliorer les caractéristiques pétro physiques des réservoirs, soit être associées à des chemins préférentiels de circulation des fluides qui peuvent provoquer dans certains puits des arrivées précoces d'eau de l'aquifère, ou d'injection. Dans le cas contraire, elles peuvent être cimentées et associées à des zones silicifiées, jouant ainsi un rôle de barrière.

La présente étude, centrée sur l'intervalle de l'Ordovicien glaciaire, aborde les fractures suivant une revue qualitative et quantitative des fractures sur carottes. Elle a été réalisée parallèlement à l'étude sédimentologie, à la cartothèque de la DOP Sonatrach à Hassi Messaoud. Au cours de cette étude 3 puits dans bloc 242 ont été décrits pour la fracturation.

- IHNE-1 (carottes 4 à 6)
- IRL-2 (carottes 6 à 10)
- IRLS-2 (carottes 7 à 12)

Les données relatives aux carottes de chacun de ces puits, telles que la hauteur carottée, la récupération et le diamètre sont présentées sur le tableau ci-dessous.

IV.2.1. Types de fractures et de figures structurales observées

IV.2.1.1. Les stylolites

Nous avons rencontrés les 2 principaux types de stylolites :

Stylolites d'origine diagénétique :

Il s'agit des stylolites développés pendant la compaction du sédiment. La direction de la contrainte principale appliquée est sub-verticale. Dans cet état de contrainte, les pics stylolitiques sont verticaux, parallèles à la contrainte maximale, et les plans stylolitiques sont horizontaux.

Dans cette catégorie, nous avons pu observer deux principaux types de stylolites, distingués sur la base de l'amplitude des pics.

- **Les stylolites stratiformes** : Leur amplitude est inférieure à 5 cm, et leur extension latérale peut être hectométrique.
- **Les micro-stylolites** : De faible amplitude (< 2 mm) et souvent en grand nombre, les micro-stylolites observés semblent s'être formés à partir de fines lamines argileuses noires.
- **Les stylolites tectoniques** : La direction de la contrainte principale appliquée est dans ce cas sub-horizontale et d'origine tectonique. Cet état de contrainte correspond à des phases tectoniques compressives. Les pics stylolitiques sont alors sub-horizontaux et les plans stylolitiques sub-verticaux. L'extension des

stylolites tectoniques est moins importante que celle des stylolites stratiformes. Très fréquents dans les carbonates, ils sont assez rares dans les grès. Il ont cependant été observés dans le cadre de cette étude, sous la forme d'anciens plans de fractures stylolitisés (Puits IRLS-2 Figure 26).

IV.2.1.2. Les fractures :

La surface d'une fracture peut-être plane, ou ondulée avec une amplitude plus ou moins importante. Les fractures observées sont toujours sub verticales, et peuvent présenter une cimentation qui peut être partielle ou totale. Sur la base de ces critères plusieurs types de fractures ont été définis à partir des carottes. Dans ce paragraphe, nous aborderons successivement:

- Les fractures qui ont toutes une origine géologique. Ce sont les fractures naturelles
- Les fractures indéterminées. Elles peuvent avoir une origine naturelle ou artificielle.

Fractures naturelles

• Fracture de type X:

Ce type de fractures sont très précoces. Elles témoignent de phénomènes de pré-compaction et n'ont donc pas une origine tectonique. La plupart de ces fractures sont totalement cimentées.

Elles se caractérisent par un rapport longueur/épaisseur très petit (< 10) et un pendage souvent faible (entre 40° et 70°). Ces fractures sont généralement très petites et tortueuses. Leur longueur varie entre 2 et 10 cm. Leur impact sur la production est très majoritairement nul dans le cadre de cette étude.

• Fracture de type Y:

Fractures précoces. Les fractures de type Y correspondent à un autre type de fractures diagénétiques. Elles ont une forme plus plane et sont plus sécantes que les fractures de type X, leur extension verticale est souvent supérieure à 10 cm et le rapport longueur/épaisseur est compris entre 10 et 100. Leur pendage est aussi plus important (sub-vertical). Elles sont généralement totalement cimentées par de la calcite. Leur impact sur la production est généralement nul. La formation de ces fractures est probablement postérieure à celle des fractures de type X.

• Fractures de type Z:

Ce sont les fractures tectoniques. Ces fractures ont un plan qui recoupe véritablement la roche compactée. Elles sont sub-verticales. Leur extension verticale est grande (jusqu'à 1 m sur les carottes). Elles présentent généralement un rapport longueur/épaisseur supérieur à 100. Il arrive que ces fractures soient associées à des stries de déplacement, où le déplacement est lié à la présence d'argiles. Dans un cas plus général, ces fractures ne présentent pas de critères de déplacement et sont «partiellement cimentées». Elles sont donc très intéressantes d'un point de vue hydraulique et probablement ouvertes en condition de réservoir.

• **Fractures de type S** : Ces fractures sont liées à la présence de stylolites. Elles se situent souvent dans un environnement riche en fentes de tension, qui résultent directement du mécanisme de pression/solution à l'origine des stylolites. L'intervalle qui contient chaque stylolite est souvent plus compact que la matrice, le matériel dissous lors de la stylolitisation va colmater l'environnement immédiat. La plupart de ces fractures de type S, sont enracinées dans les stylolites. Elles appartiennent, dans le cadre de cette étude, à la catégorie des fractures.

Fractures indéterminées

Fractures de type U : Dans le cas où l'origine tectonique d'une fracture n'est pas certaine, c'est-à-dire d'une fracture ouverte, dont les faces ne présentent ni cristallisation, ni placage minéralogique, la fracture est dite de type U (uncemented). On parle alors de fracture sèche .

Cette fracture peut être induite par le forage, la manipulation des carottes (conditionnement, échantillonnage), ou être ouverte dans le réservoir et donc d'origine tectonique, sans qu'il soit possible de conclure.

IV.3.Résultats par puits :

Pour chaque puits, une fiche a été réalisée (voir Figure 27-37 à tableaux N°5-11). Cette fiche présente une synthèse statistique des différents types de fractures qui ont été observées. Elle contient des tables avec le nombre et la longueur cumulée des fractures par type, un calcul d'indice de stylolitisation moyen, un calcul d'indice de fracturation moyen, et des histogrammes. L'indice de fracturation moyen est obtenu suivant la même méthode que celle utilisée, par Beicip-Franlab, dans l'étude des réservoirs d'âges Cambrien du champ de Hassi Messaoud, à savoir:

IV.3.1.Le puits IRLS-2 les carottes

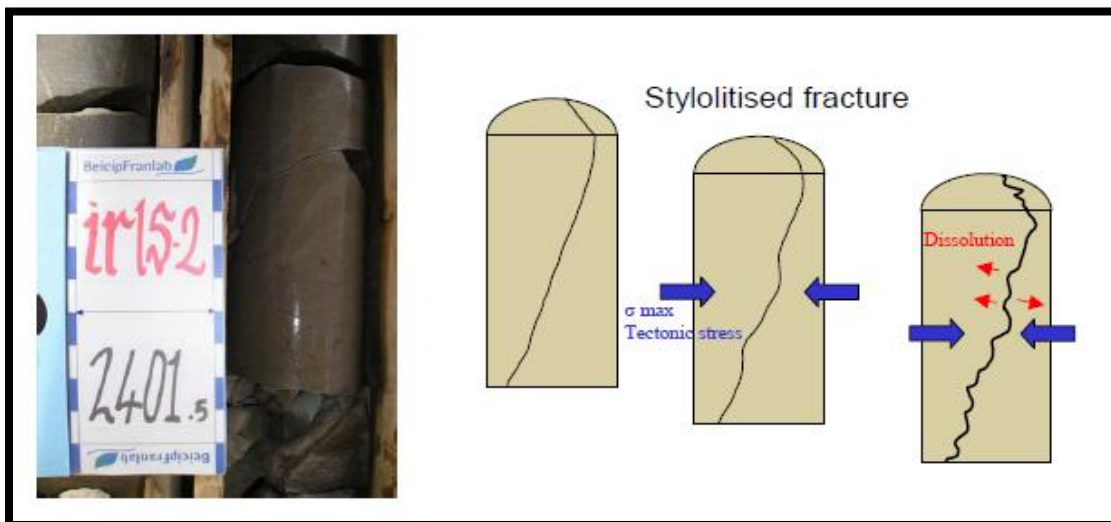


Figure27 :Exemple de fracture stylolitisé dans Puits IRLS-2.

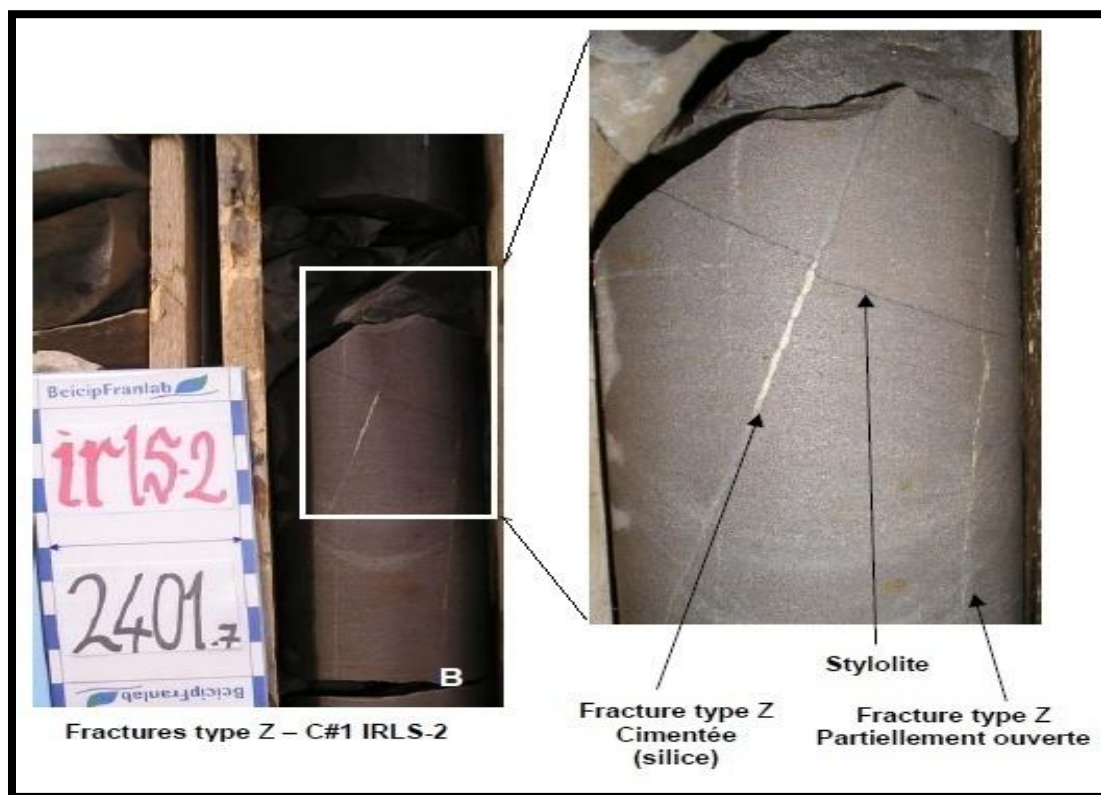


Figure 28 : Exemple de fracture type Z-Puits IRLS-2.

Représentations des tableaux statistiques et les histogrammes des fractures relevées sur les carottes du puits IRLS-2.

Carotte

Numéro de carotte	Top	Base	Intervalle carotte (m)	Intervalle récupéré(m)	Récupération
7	2400.0	2404.8	4.8	4.5	95.0
8	2409.0	2410.0	1.0	0.5	48.0
9	2410.0	2411.0	1.0	1.0	100.0
10	2411.0	2420.8	9.8	9.8	100.0
11	2435.0	2453.0	18.0	13.0	92.0
12	2468.0	2482.5	14.5	1.0	100.0
				29.8	

Tableaux N°5 : Pourcentage de récupération de carotte du puits IRLS-2.

Fractures

X	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*X
Nombre	0	0	0	0	
Longueur cumulée	0	0	0	0	0.00

Y	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*Y
Nombre	0	0	0	0	
Longueur cumulée	0	0	0	0	0.00

Z	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*Z
Nombre	3	4	0	7	
Longueur cumulée	55	65	0	120	0.07

S	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*Y
Nombre	2	9	0	11	
Longueur cumulée	30	90	0	120	0.07

Tableaux N°06 : Nombre et longueur cumulée des fractures par type de fractures du puits IRLS-2

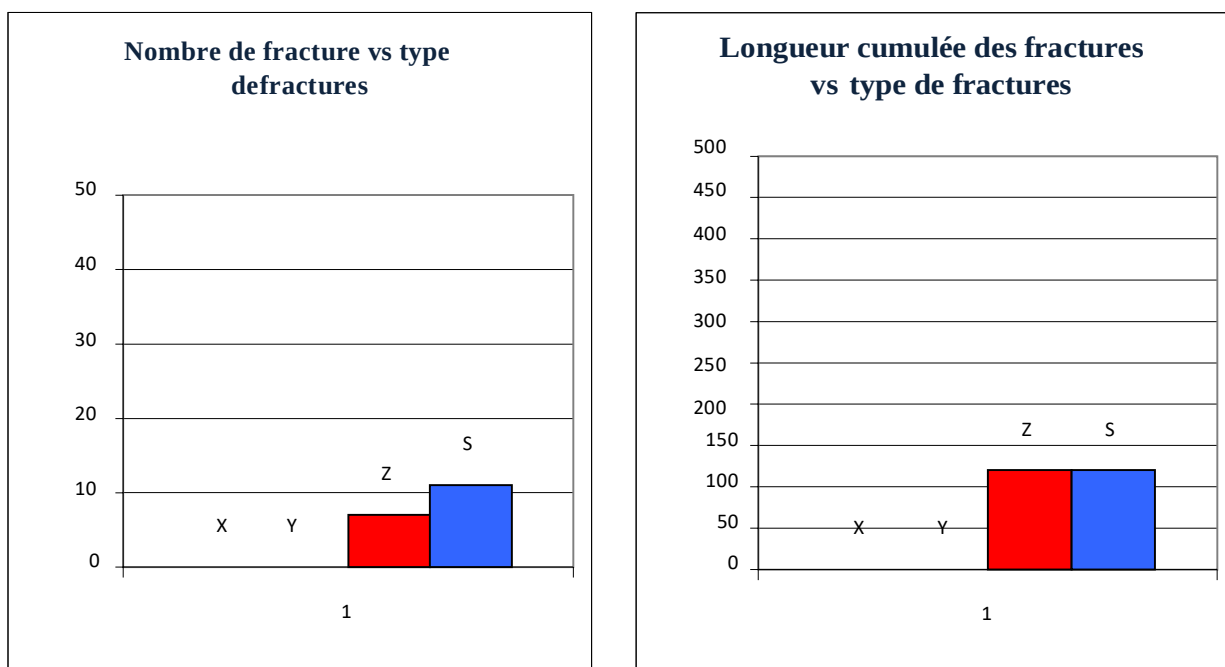


Figure 29 : Histogramme de nombre de fracture vs type defractures et Histogramme de Longueur cumulée des fractures vs type de fractures de puits IRLS-2.

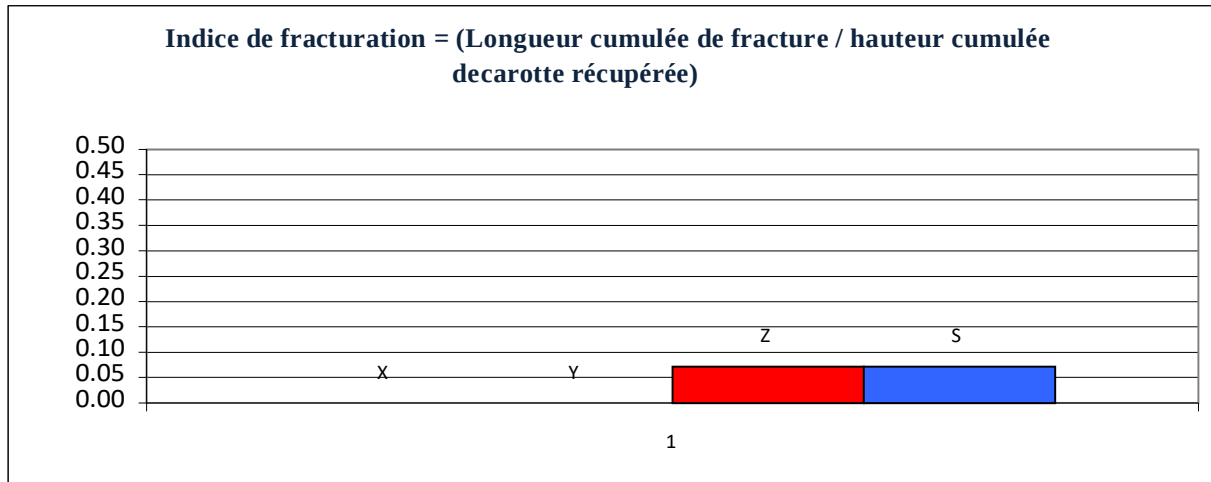


Figure 30: Histogramme de l'indice de fracturation par rapport au type de fractures de puits IRLS-2.

Résultats de puits IRLS-2

Six carottes ont été décrites dans l'Ordovicien glaciaire, C#7, C#8, C#9, C#10, C#11 et C#12, pour une longueur totale de 29.8 m. Le diamètre des carottes est de 10 cm. La récupération moyenne est de 95.5 %.

Ce puits présente un important intervalle argilo-gréseux (13 m) associés à des cracks (carottes C#11). La composante argileuse de cet intervalle est très forte.

En dehors de cet intervalle, dans la partie supérieure, on observe des fractures de type S et des fractures de type Z peu nombreuses et dans une proportion similaire. On notera cependant qu'elles se classent majoritairement dans la catégorie « partiellement ouvertes ».

Une fracture stylolisée est observée à 2401.5 m (Figure.27). Elle traduit un épisode où le paléo-stress maximum était sub-horizontale.

L'indice de fracturation est de 0.07 pour les fractures de type Z. Il est également de 0.07 pour les fractures de type S.

Stylolites / Microstylolites

L'indice de stylolisation moyen de ce puits est assez faible (0.54). Ce puits est classé comme peu stylolisé. On relève deux intervalles avec des microstylolites (C#1 de 2368 à 2369m et C#7 de 2403 à 2404m).

Conclusion

Puits moyennement fracturé (type S et type Z). Puits peu stylolisé. Une fracture stylolisée témoigne d'un épisode en contexte compressif.

IV.3.2. Le puits IHNE-1 les carottes

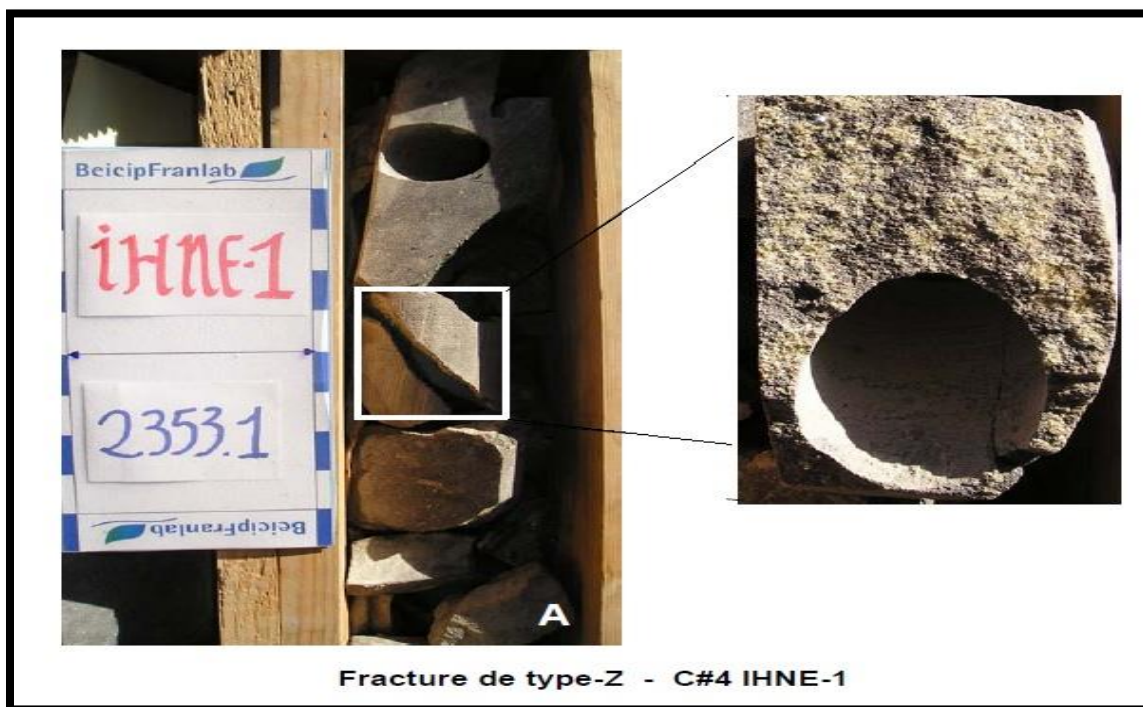


Figure31:Exemple de fracture type Z- Puits IHNE-1.

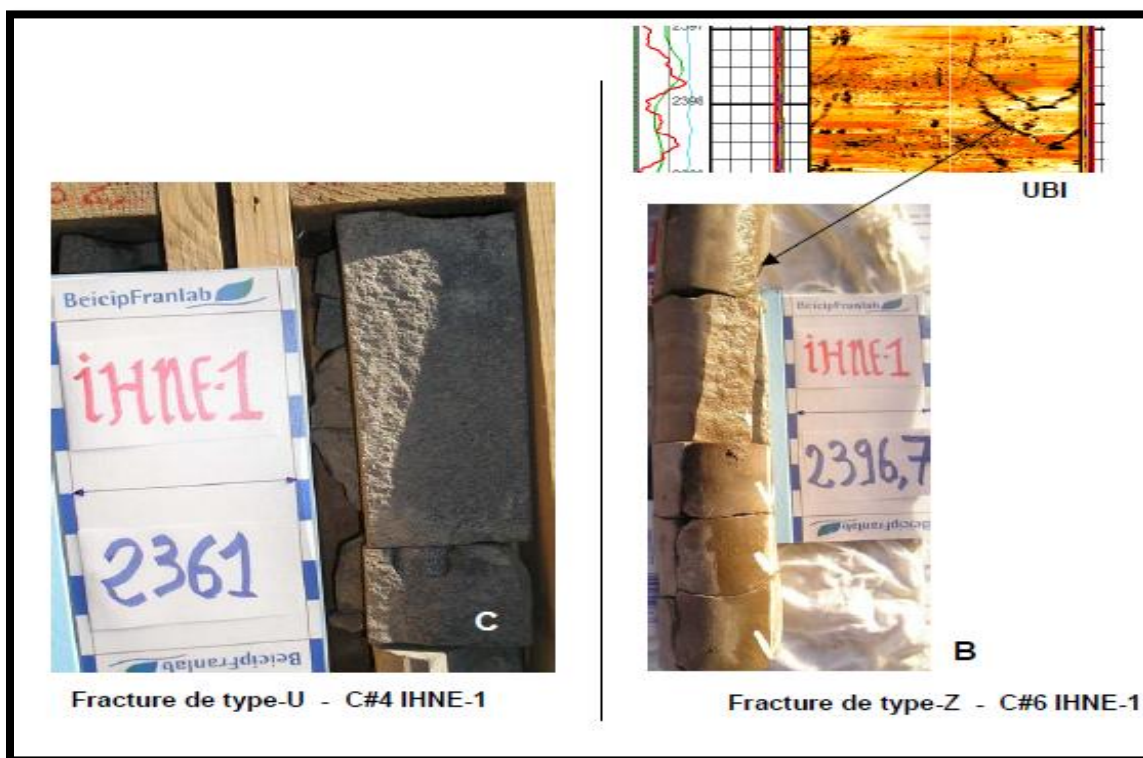


Figure32 :Exemple de fracture type Z et type U- Puits IHNE-1

Tableaux statistiques et les histogrammes des fractures relevées sur les carottes du puits IHNE-1 :

Carotte

Numéro carotte	Top	Base	Intervalle carotte (m)	Intervalle récupéré(m)	Récupération
4	2353.0	2367.0	14.0	13.8	98.6
5	2367.0	2378.0	11.0	10.9	98.6
6	2379.0	2400.0	21.0	21.0	100.0
				45.7	

Tableaux N°7 : Pourcentage de récupération de carotte du puits IHNE-1.

Fractures

x	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*X
Nombre	1	0	0	1	
Longueur cumulée	2	0	0	2	0.00

Y	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*Y
Nombre	2	3	0	5	
Longueur cumulée	20	63	0	80	0.02

Z	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*Z
Nombre	0	4	2	6	
Longueur cumulée	0	55	50	105	0.02

S	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*S
Nombre	0	0	0	0	
Longueur cumulée	0	0	0	0	0.00

Tableau N°8 : Nombre et longueur cumulée par type de fractures dans le puits IHNE-1.

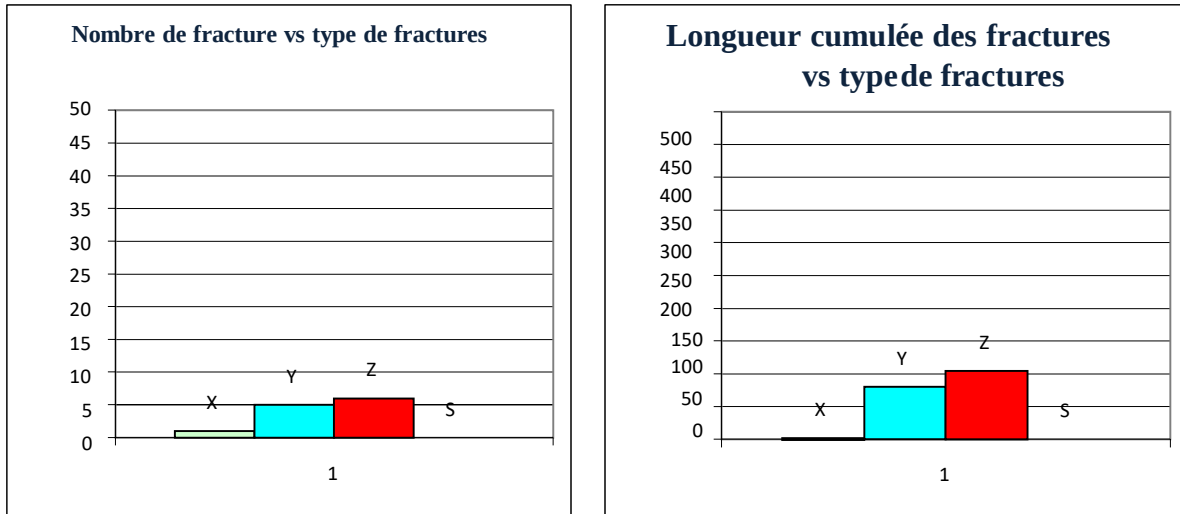


Figure 33: Histogramme de nombre de fracture vs type de fractures et Histogramme de Longueur cumulée des fractures vs type de fractures de puits IHNE-1.

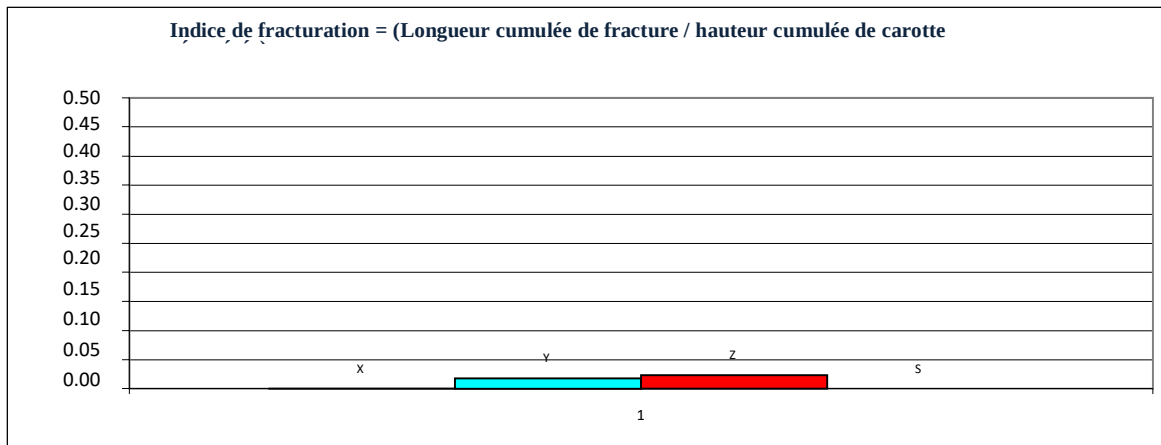


Figure 34: Histogramme de l'Indice de fracturation par rapport au type de fractures de puits IHNE-1.

Résultats de puits IHNE-1 :

Trois carottes ont été décrites dans l'Ordovicien glaciale, C#4, C#5 et C#6, pour une longueur totale de 45.7 m. La récupération moyenne est de 99 %. Dans ces carottes, de petit diamètre (6.5 cm), les fractures sont sous échantillonnées par rapport aux autres puits, où le diamètre des carottes est généralement de 10 cm.

Bien que, ce puits présente une faible quantité de fractures, on relève la présence d'une fracture tectonique de type Z de 40 cm dans la carotte C#6 à la cote 2396.5 m. Cette fracture est ouverte. Elle est remarquable de part sa taille, compte tenu du faible diamètre de la carotte. Elle présente un placage minéralogique, qui prouve que c'est une fracture naturelle. Elle est également présente sur l'imagerie ou elle apparaît ouverte (Figure32). Elle peut donc jouer un rôle sur la dynamique du réservoir, par amélioration de la perméabilité.

En dehors de cet élément exceptionnel, les fractures sèches (U) sont les plus communes. Ces fractures franche et sans minéralisation, sont généralement induites par la phase de carottage. L'importance de ce type de fractures, peut s'expliquer par le faible diamètre, qui va rendre les carottes plus fragiles.

Au sommet de la carotte C#4, on note la présence de plusieurs fractures de type-Z. Ces fractures qui ont une franche cristallisation, ont un pendage, assez faible, pour ce type d'objet. Leur pendage varie entre 55 et 70°.

La carotte C#5 ne contient pas de fractures naturelles.

La carotte C#6, en dehors de la grande fracture Z déjà mentionnée, présente des fractures qui sont majoritairement de type Y et qui peuvent être cimentées ou partiellement cimentées.

L'indice de fracturation moyen est de 0.02 pour les type Y. Il est également de 0.02 pour les types Z.

Stylolites / Microstylolites

L'indice de stylolitisation moyen très faible de ce puits (0.01), confirme que les stylolites sont pratiquement inexistant.

Conclusion

Puits peu fracturé présentant cependant une fracture tectonique ouverte de 40 cm. Ce puits n'est pas stylolitisé.

IV.3.3. Le puits IRL-2

La carotte ci-dessous montre les stylolites de dissolution associées à des fractures de type S

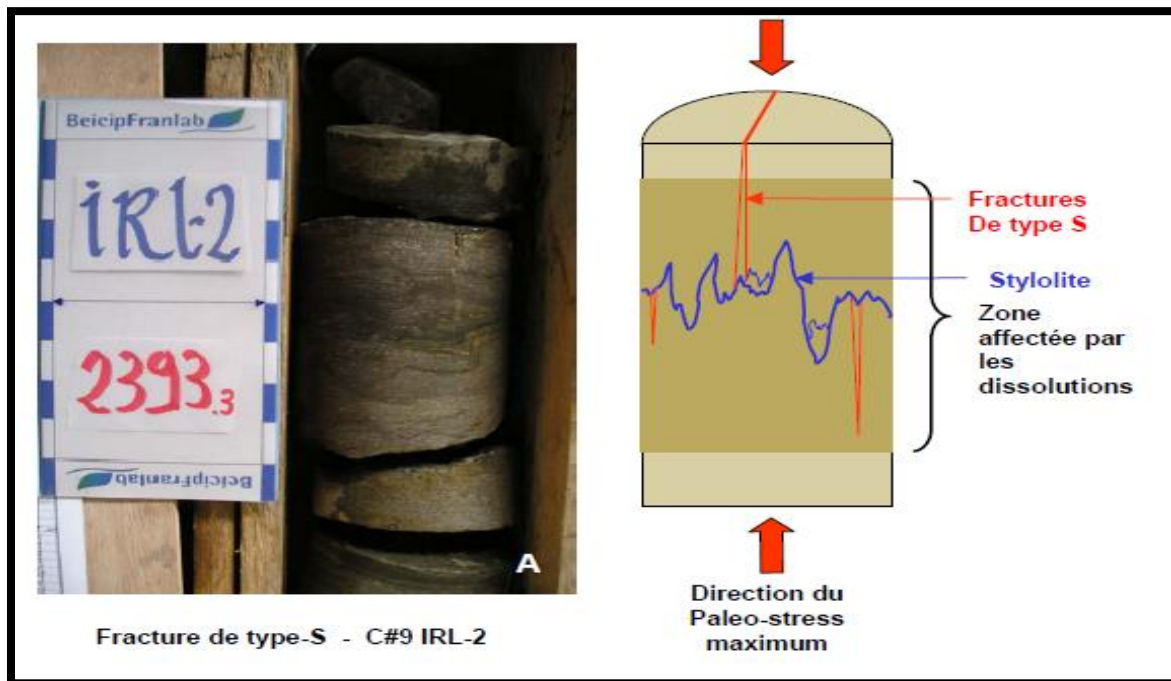


Figure35 :Exemple de fracture type S-Puits IRL-2.

Tableaux statistiques et histogrammes des fractures relevées sur les carottes du puits IRL-2

Carotte

Numéro carotte	Top	Base	Intervalle carotte (m)	Intervalle récupéré(m)	Récupération
6	2378.0	2381.0	3.0	1.4	46.6
7	2381.0	2390.0	9.0	7.5	83.3
9	2393.0	2398.5	5.5	30	54.5
10	2398.5	2405.1	6.6	6.1	93.0
				18.0	

Tableaux N°9: Pourcentage de récupération des carotte du puits IRL-2.

Fractures

x	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*X
Nombre	0	0	0	0	
Longueur cumulée	0	0	0	0	0.00

Y	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*Y
Nombre	0	0	0	0	
Longueur cumulée	0	0	0	0	0.00

Z	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*X
Nombre	0	0	0	0	
Longueur cumulée	0	0	0	0	0.00

S	Cimentée	Part. ouverte	Ouverte	Total	IFm*X
Nombre	5	20	1	26	
Longueur cumulée	29	226	3	285	0.14

TableauxN°10 : Nombre et longueurs cumulées par type de fractures dans le puits IRL-2

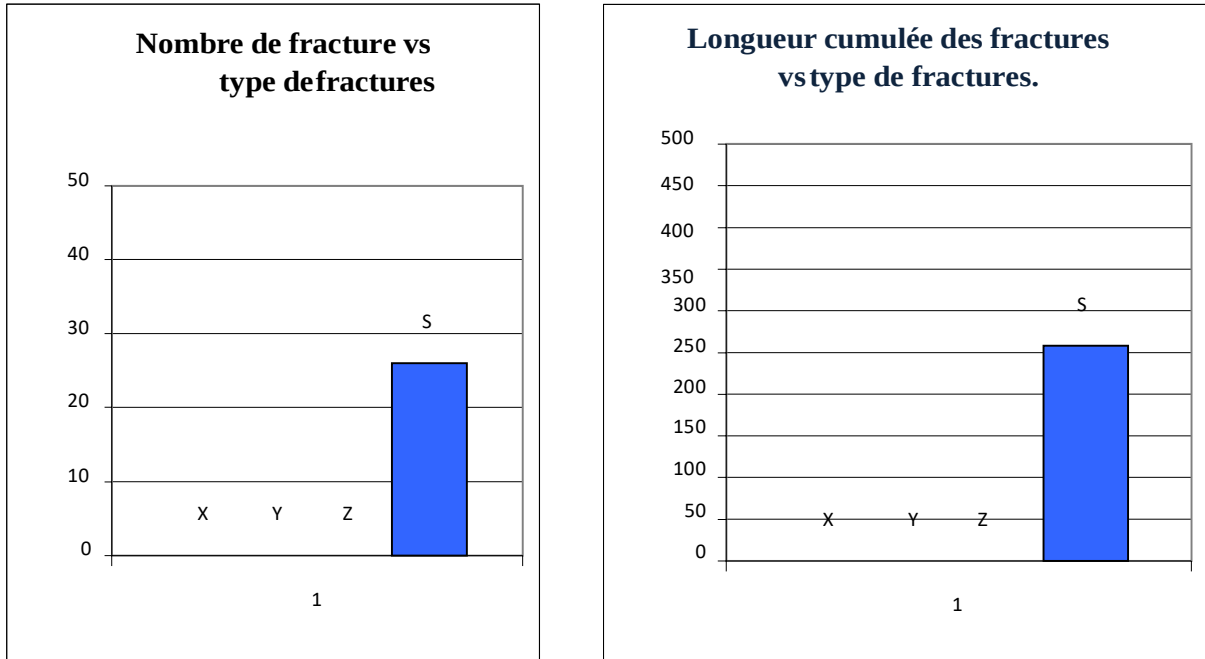


Figure 36 : Histogramme de nombre de fracture vs type de fractures et Histogramme de Longueur cumulée des fractures vs type de fractures de puits IRL-2.

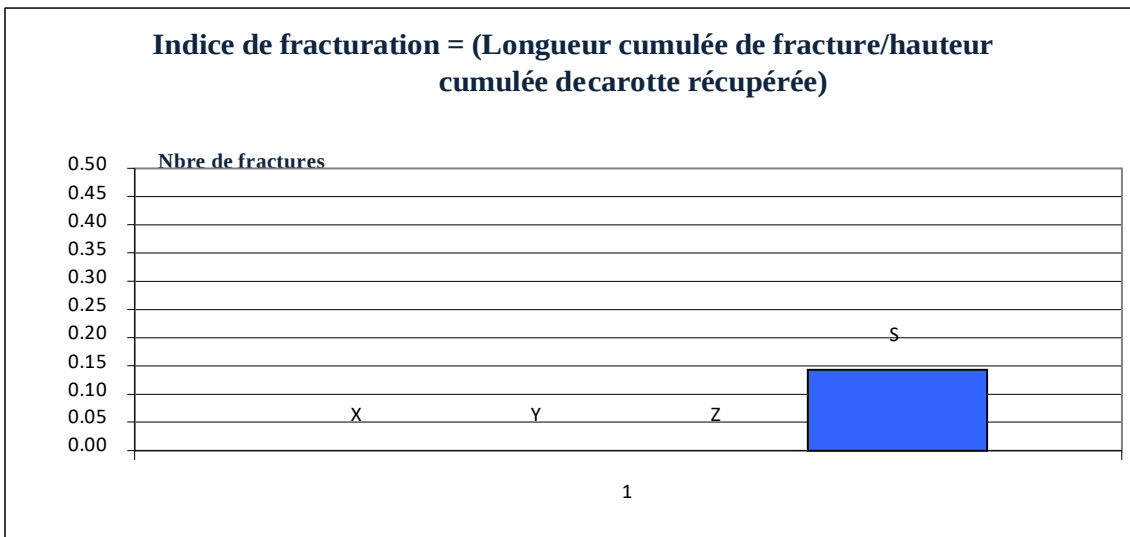


Figure 37: Histogramme de Indice de fracturation par rapport type de fractures de puits IRL-2.

Résultats du puits IRL-2 :

Quatre carottes ont été décrites dans l'Ordovicien glaciaire, C#6, C#7, C#9 et C#10, pour une longueur totale de 18 m. La récupération moyenne est de 75 %. Dans ces carottes, le diamètre est de 10cm.

Ce puits se caractérise par un grand nombre de fractures de type S (Figure 35). Ces fractures liées à la présence de stylolites sont majoritairement « partiellement ouvertes ». L'indice de fracturation moyen est de 0.14 (pour les types S). Ce puits ne contient pas de fractures tectoniques de type Z.

Stylolites/Microstylolites

On constate un nombre important de stylolites. L'indice de stylolitisation moyen calculé, de 2.61, classant ce puits comme très stylolitisé. Sur l'ensemble des puits étudiés, il s'agit du puits le plus affecté par la stylolitisation.

Conclusion

Le puits est moyennement fracturé (Type S). Il n'a pas de fractures tectoniques mais le puits est très stylolitisé.

Tableau synthétiques des résultats des trois puits analysés

Le tableau ci-après permet de synthétiser l'ensemble des observations concernant l'étude de la fracturation naturelle des carottes :

Nome De puits	Intensité de fracturation	Stylolitisation	Fractures de type Z	Fractures de type S	Remarques
IHNE-1	+	+	Oui - Fractures ouvertes	Non	Non stylolitisé
IRL-2	++	+++	Non	Oui, Nombreuses - Fractures partiellement ouvertes	
IRLS-2	++	+	Oui - Fractures partiellement ouvertes	Oui - Fractures partiellement ouvertes	Quelques micro-stylolites

+ Faible ++ Moyenne +++ Important

Tableaux N°11: Synthèse sur la fracturation naturelle sur carottes des trois puits.

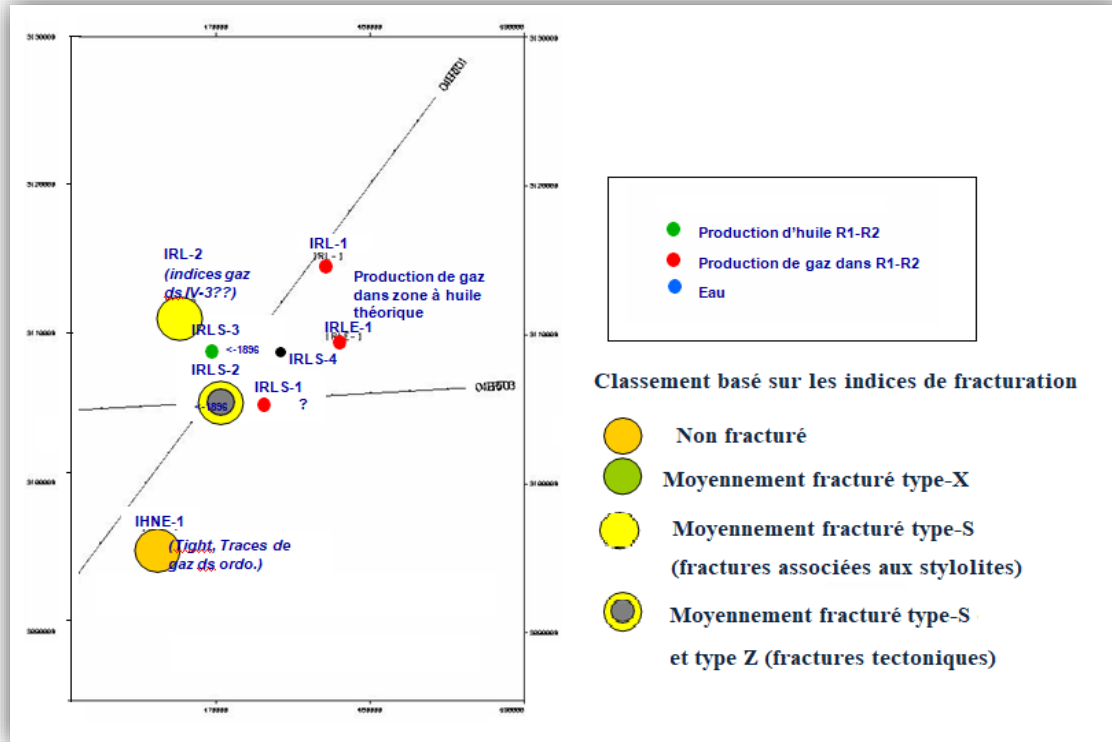


Figure 38 : Distribution de la densité de fractures et type de fractures dans la zone étudiée.

V. Conclusion

Parmi l'ensemble des types de fractures X, Y, Z et S, seules les fractures tectoniques (Z) et celle liées aux stylolites (S) du fait de leur extension est de leur ouverture peuvent avoir un impact sur la production. Ces deux types de fractures ayant été peu observées lors de cette étude de description des carottes, ce champ paraît donc peu fracturé.

Une synthèse cartographique a été réalisée sur la Figure 36. Elle montre que les puits qui contiennent des fractures « partiellement ouvertes » de type S ou Z sont tous situés dans la partie où se trouve le puits IRLS-2. Mais compte tenu de leur faible densité, il n’y a pas lieu d’envisager une modélisation de la fracturation.

Le puits IHNE-1 qui se situe dans la partie SW ne présente pas de fractures.

Chapitre IV

Analyse des paramètres pétrophysiques

I. Introduction

La connaissance des paramètres pétrophysiques est nécessaire dans la phase d'exploration et exploitation des gisements des hydrocarbures car ils permettent :

- ❖ La détermination de la production optimale des puits
- ❖ La détermination des qualités des fluides et leur circulation dans les pores.
- ❖ Le développement d'un champ pétrolier.

L'objectif de cette étude consiste à caractériser le réservoir cambro-ordovicien du périmètre de Bourarhat sud II , à partir des données pétrophysiques (porosités et perméabilités) mesurées sur carotte au laboratoire, en ceux qui suit les puits étudiés disponibles : Bloc 242 : 03 puits : IRLS-2 ,IRL-2,IHNE-1

Les résultats obtenus à partir de l'étude des caractéristiques pétrophysiques sont représentés sous forme d'histogrammes et de courbes de corrélations porosité /perméabilité.

II. Zonation et extension du réservoir

Les unités litho stratigraphiques du réservoir Cambro-ordovicien ont été subdivisées en plusieurs unités réservoirs « flow zones » appelées R1 (Ordovicien IV-3) et R2 (Ordovicien IV-2). Une autre unité réservoir séparée de l'unité IV-3 par des argiles apparemment étanches et latéralement continues a été appelée R3. Cette dernière n'est présente que sur la partie Nord IRL et sur le compartiment IRLE et se comporte comme un réservoir différent avec des GDT(Gas Down To) plus profond.

Toutes les unités réservoir en-dessous de la base du R2 ou proches de la base du R2 se retrouvent en-dessous ou proche du plan WUT estimé à -1928 m.

Il ne nous est pas apparu nécessaire de créer des subdivisions supplémentaires plus fines que R1, R2 ou R 3, basées sur les faciès individuels ou groupements préférentiels de faciès comme décrit à partir des carottes ne connaissant pas avec précision la géométrie dans l'espace et les variations de qualité réservoir de ces même faciès, ces derniers ayant parfois des qualités réservoirs ou des signatures sur log identiques donc non reconnaissables en l'absence de carottes.

Lithostratigraphie	Surface	Subdivisions Reservoir versus Non Reservoir	
Dépôts post-glaciaires			Argiles (Couverture)
	IV-4/IV-3		Marqueur sismique
Dépôts syn-glaciaires		R1	Unité IV-3
		R2	Unité IV-2
		R3	Unité IV-1
			IV-1
			IV-1 arg
Dépôts pré-glaciaires		III-3	Top III-3
		III-2	Unité III-2

Tableaux N°05 : Subdivisions réservoirs versus non-réservoirs.

III. La méthodologie de travail

- I. On trace les histogrammes de Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité pour les trois puits
- II. On trace les histogrammes de porosité et perméabilité fonction la fréquence de chaque unité de réservoirs
- III. On trace les courbes de corrélations
Le diagramme de corrélation en échelle semi logarithmique proposé par le bureau d'étude Beicip a pour objet de déterminer la relation entre la porosité et la perméabilité. Il doit être établi avec une échelle logarithmique pour la perméabilité(Log K).
La répartitions de porosité fonctions la échelle semi logarithmique de la perméabilité. Permis de classer le type de réservoirs d'après la positions des valeurs dans diagramme il ya 4 zone chaque zone montre un type de réservoirs :

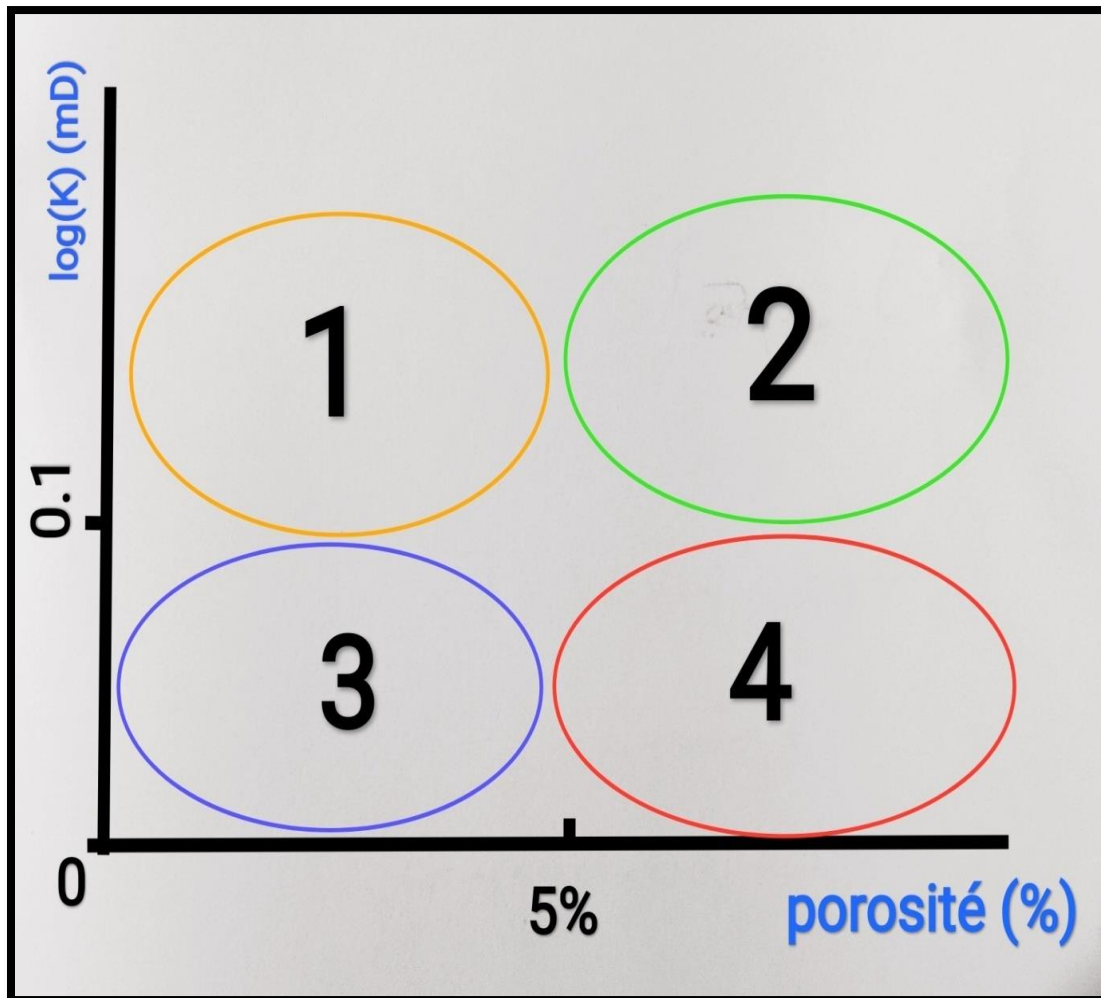


Figure 39: Les différents types de réservoir selon la relation porosité-perméabilité(Selley,1988).

- La zone 1 : - La porosité inférieure à 5 %
- la perméabilité supérieure à 0.1 md (en valeur logarithmique),
- dans cette zone le réservoir est fracturé.
- La zone 2 : - La porosité supérieure à 5 %
- la perméabilité supérieure à 0.1md,
- dans cette zone le réservoir est homogène.
- La zone 3 : - La porosité inférieure est à 5 %
- la perméabilité inférieure à 0.1 md,
- dans cette zone le réservoir est compact (tight réservoir).
- La zone 4 : - La porosité est supérieure à 5 %
- la perméabilité est inférieure à 0.1 md
- Il y a un effet de la cimentation.

III. Analyse des paramètres pétrophysiques du puits IRL-2

III.1. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits IRL-2

Cette présentation montre les variations de la porosité dans la roche réservoir Ordovicien unités IV-3 et unités III -3 dans le puits IRL-2 en fonctions de la profondeur. Les valeurs de la porosité montrent une porosité faible et varie entre [0%-10%]. La plus grande valeur de 43 % est enregistrée à la profondeur [2394 m](Figure 40).

Nous avons remarqué que les plus faibles valeurs de la porosité sont enregistrées dans les profondeurs [2399.25m-2402.25m] dont sa valeur ne dépasse pas 1.6%.

Donc dans l'intervalle de profondeur [2378.25m-2394.75m] la moyenne de la porosité varie dans l'intervalle [5% à 10%] donc la porosité est faible. La porosité de roche magasins dans le gisement dans l'intervalle [2395 m-2404.5m] généralement la moyenné de porosité varis dans la intervalle [1.6%- 5%] donc la porosité négligeable par ce que toute les mesures des porosité d'après les carottes est inférieure 5 %.

Donc nous concluons que le réservoir peut être divisé en une partie supérieure et une partie inférieure.

La perméabilité n'a pas une distribution homogène avec la profondeur.

Les mesures de la perméabilité dans ce puits montrent une perméabilité très faible qui varie entre [0.02 -25 mD]. Nous avons remarqué que les plus faibles valeurs de la perméabilité sont enregistrées dans les intervalle [2386.5m-2404.5m] cette intervalle caractérise par un perméabilité constante inférieure 0.1 avec des valeurs intercale moyenne.

Les grandes valeurs sont enregistrées dans les profondeurs 2384m à 25mD donc la perméabilité moyenne varie entre 0.1 mD et 2.89 mD.

Nous observons que la perméabilité dans la partie supérieure [2378.5m-2386.25m] est assez élevée par rapport à la partie inférieure [2386.5m-2404.5m] qui très faible ou négligeable. Donc d'après la variation de la perméabilité nous concluons qu'il ya deux types de perméabilité matricielle et de fracture mais l'essentiel est que le réservoir peut être divisé en une partie supérieure et une partie inférieure.

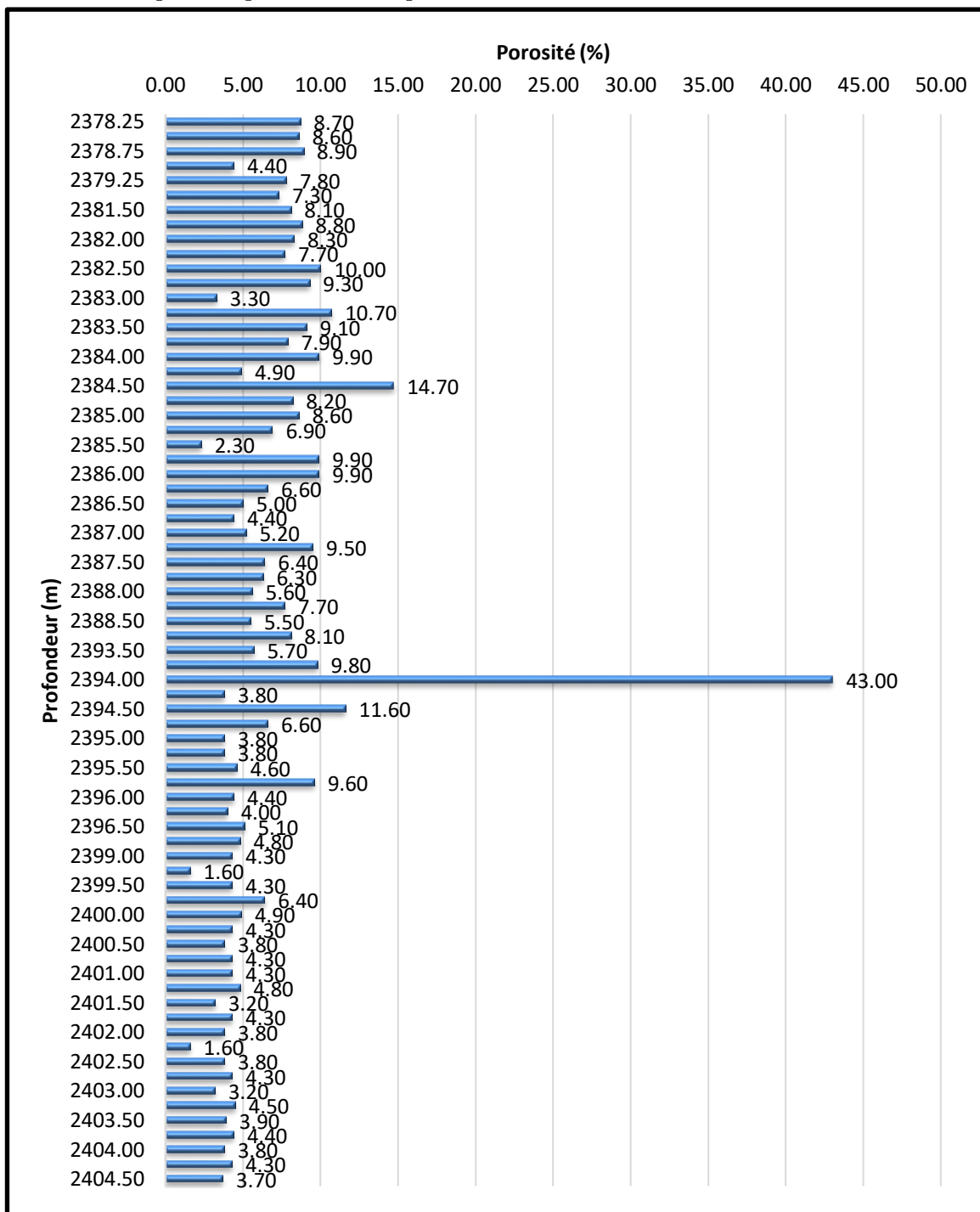


Figure40 :Evolution de la porosité (%) en fonction de la profondeur dans le puits IRL-2.

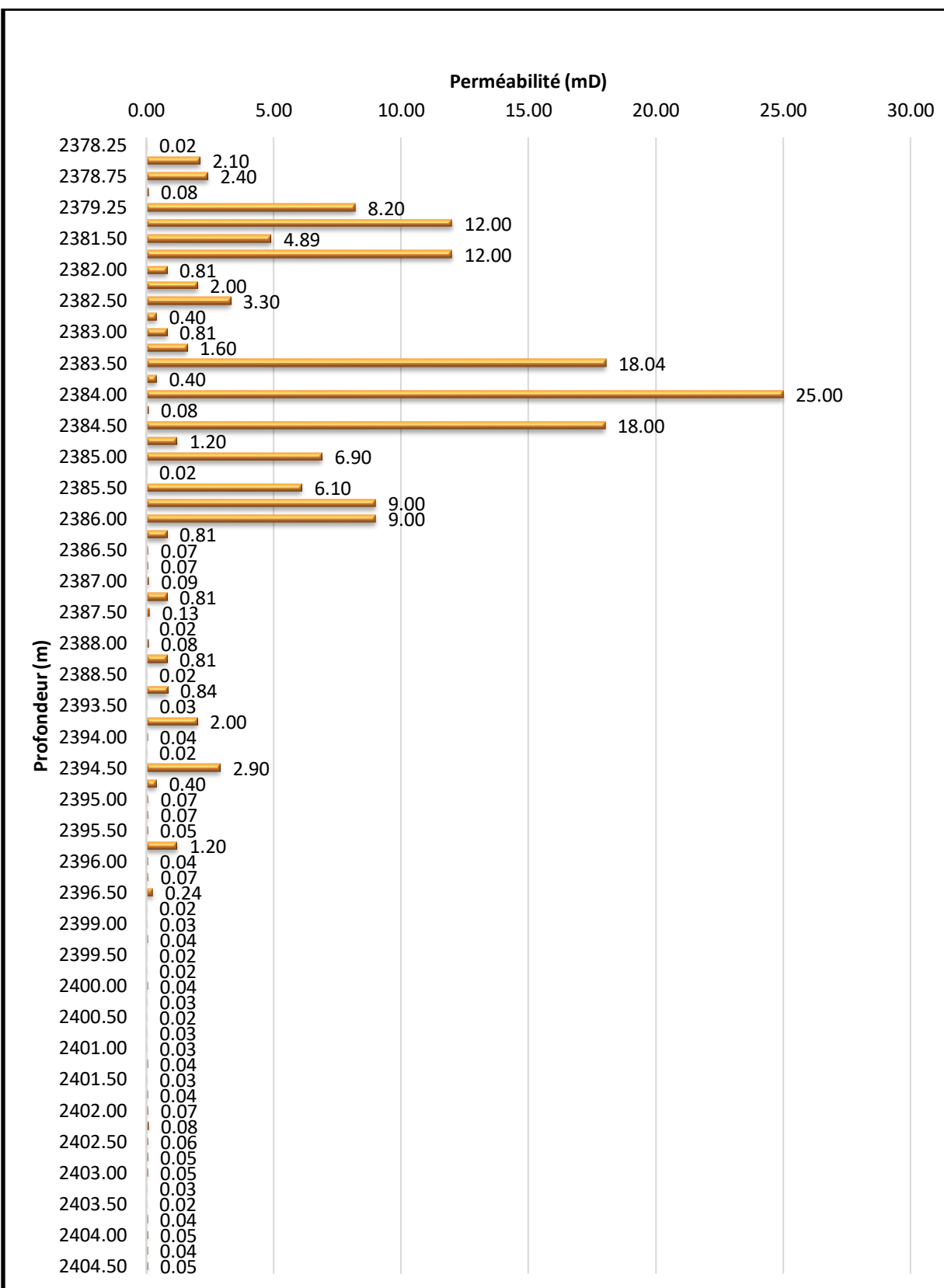


Figure 41 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits IRL-2.

III.2. Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité du puits IRL-2

III.2. 1. Réservoir Ordovicien unité IV-3

L'histogramme des classes de la porosité (Figure.42) montre une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [6.3-10.3] % dont la fréquence est de 68.42%.

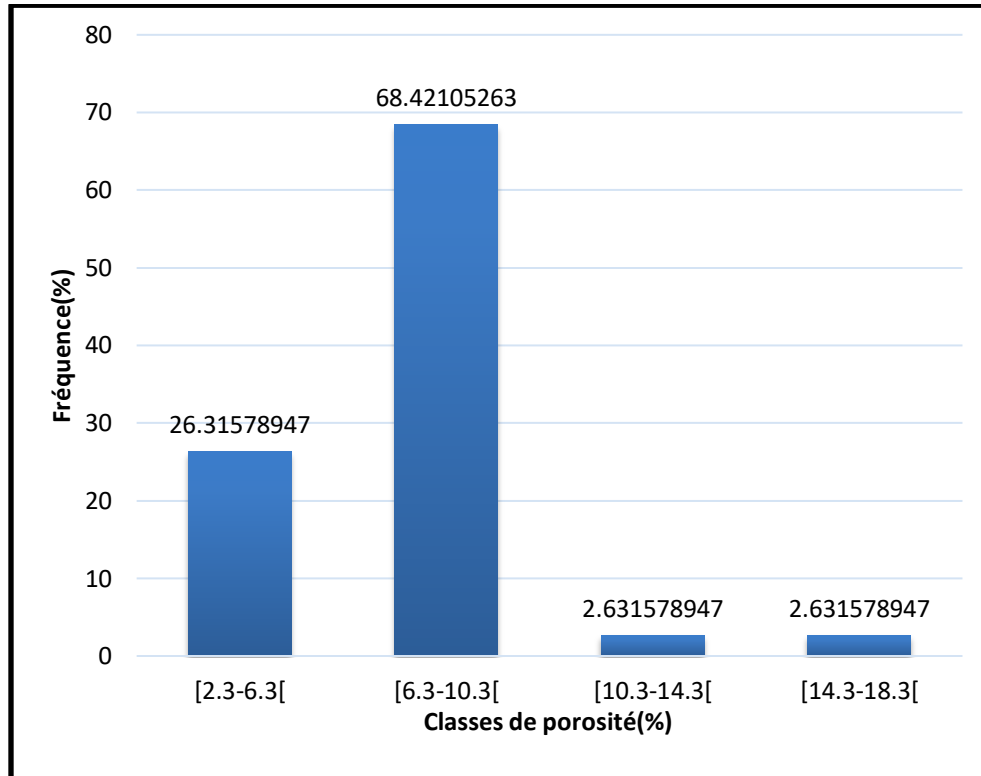


Figure 42 : Histogramme de la porosité dans l'unité IV-3 dans le puits IRL-2

L'histogramme des classes de la perméabilité (Figure.43) montre une distribution bimodale

- ❖ Le premier mode correspond à l'intervalle [0.2-4.2 mD [avec une fréquence de 71.05
- ❖ Le deuxième mode correspond à l'intervalle [8.2-12.2 [avec une fréquence de 13.05

On peut dire qu'on a deux types de perméabilités :

- ❖ Une perméabilité matricielle caractérisée par de petites valeurs correspondant au premier mode.
- ❖ Une perméabilité secondaire qui est le résultat de la fracturation au sein du réservoir et elle correspond au deuxième mode.

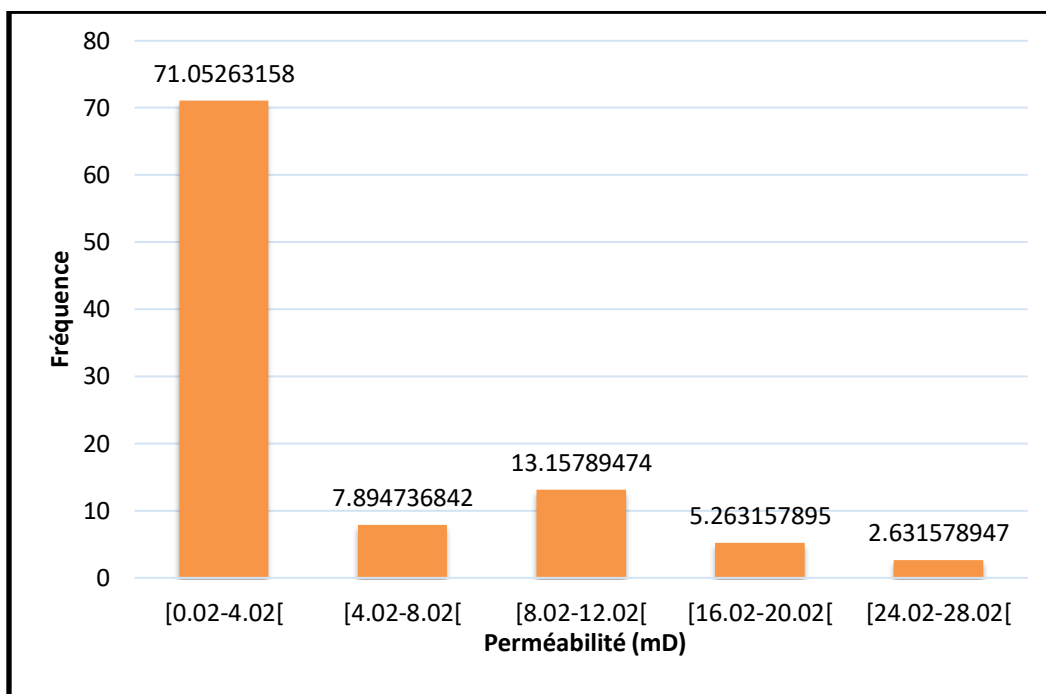


Figure43 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-3 / puits IRL-2

III.2.2. Réservoir Ordovicien unités III-3

L'histogramme des classes de la porosité (Figure44) montre une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [3.6-5.6] % dont la fréquence est de 74.28%.

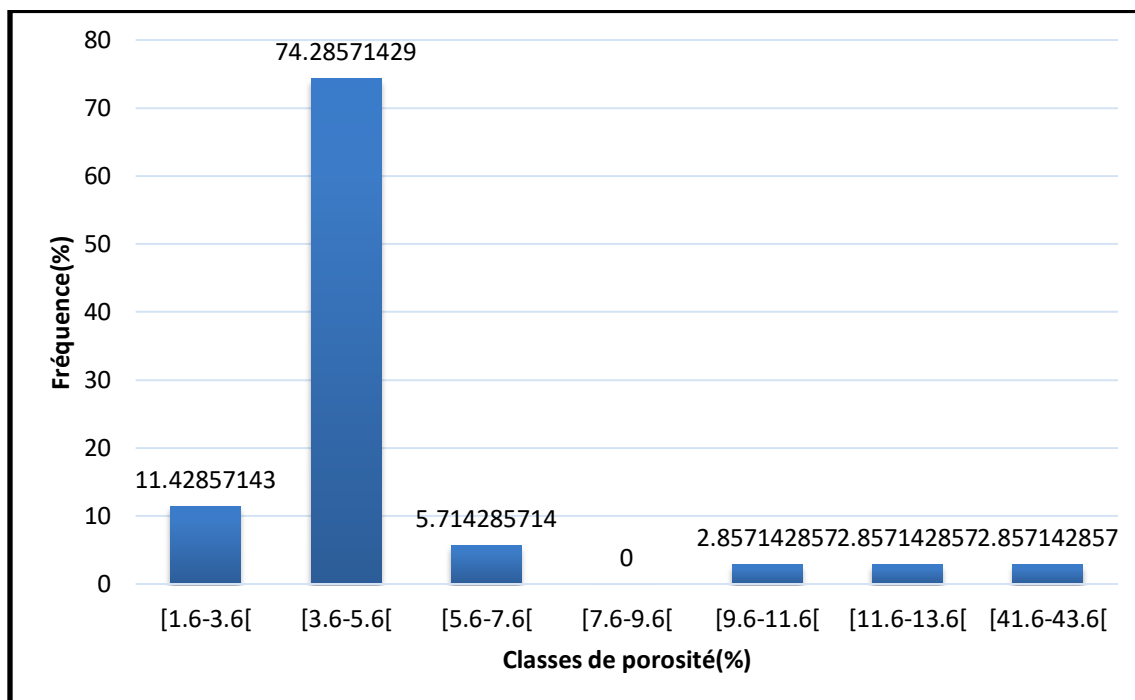


Figure 44 : Histogramme de la porosité dans l'unité III-3. Dans le puits IRL-2.

L'histogramme des classes de la perméabilité (Figure 45) présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [0.02-0.12] mD dont la fréquence est de 88.57%. Il s'agit de perméabilité matricielle.

On peut dire qu'on a un seul types de perméabilités :

- ❖ Une perméabilité matricielle du réservoir : caractérisée par des faibles valeurs et elle correspond au premier mode[0,02-0.12] mD.

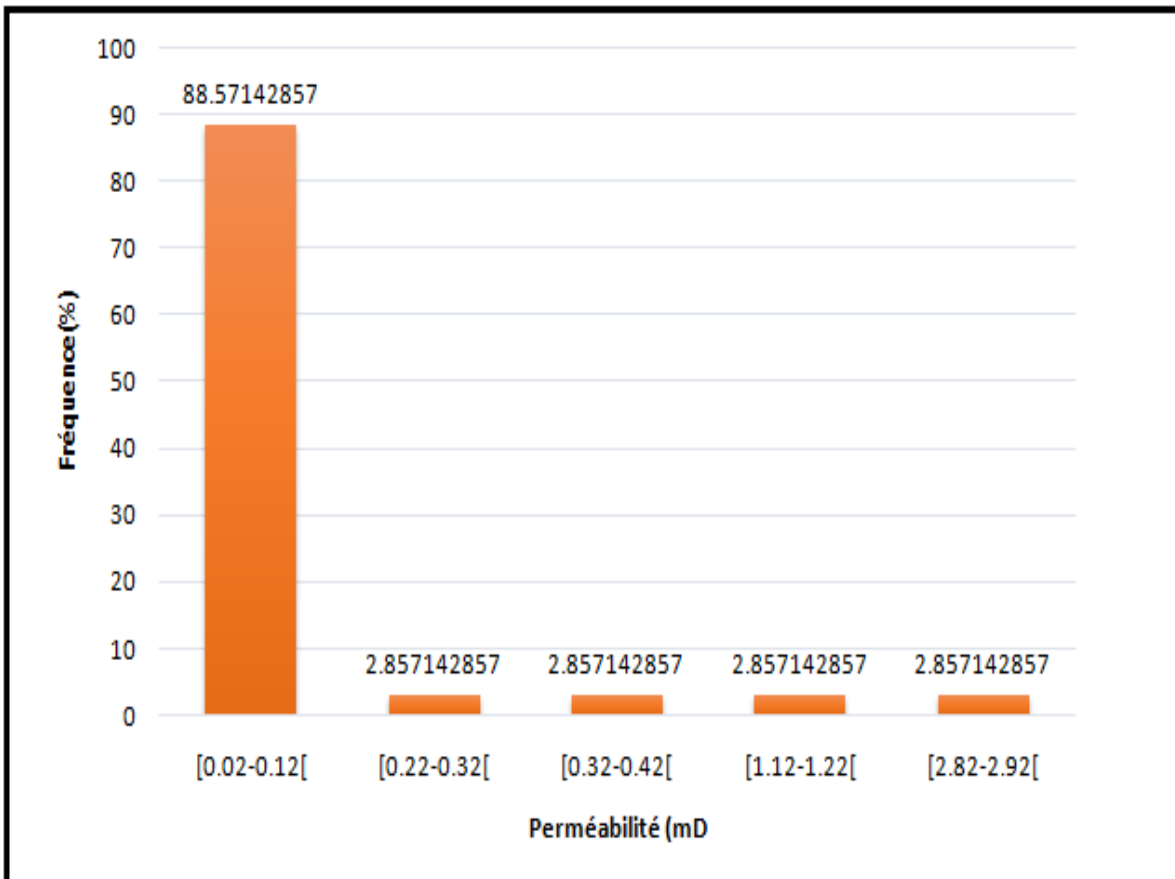


Figure 45 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité III-3 / puits IRL-2.

III.3. Les courbes de corrélations du puits IRL-2

III.3. 1. Réservoir Ordovicien unités IV-3

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique montre une distribution dans un couloir orienté selon l'axe des ordonnées. Ce couloir est limité par les valeurs de porosité de 5 et 10.

- ❖ Le coefficient de corrélation dans ce cas est égal à 0.301.

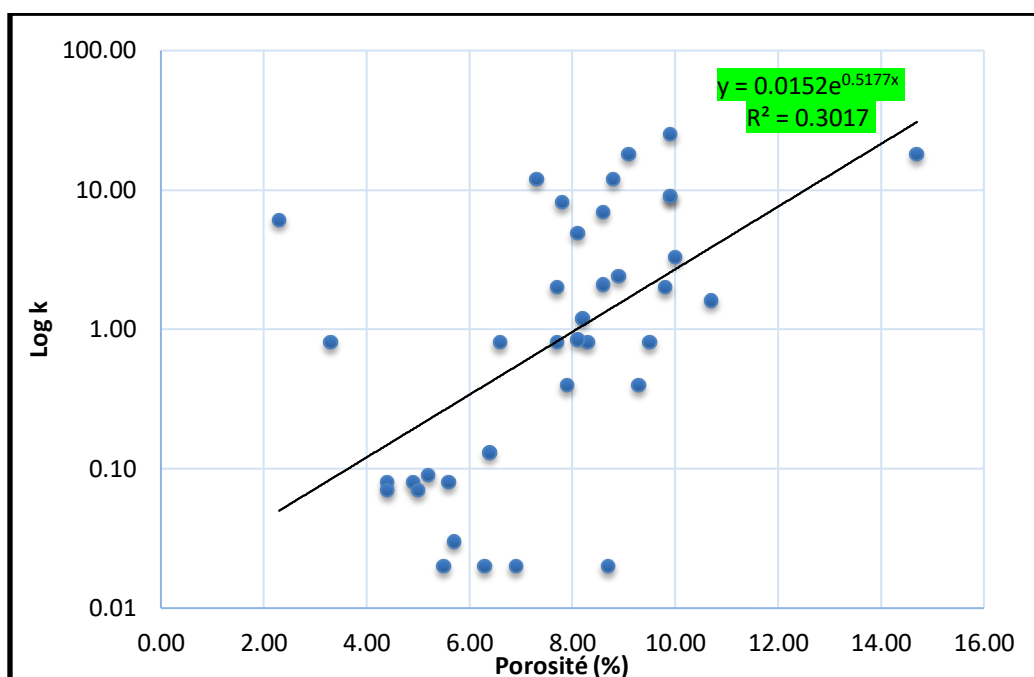


Figure 46 : Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-3/Puits IRL-2.

III.3. 2. Réservoir Ordovicien unités III-3

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique montre que la majorité des valeurs de porosité sont comprises entre 5% et 10%. Les valeurs de perméabilité se répartissent en deux nuages, le nuage inférieur correspond à un réservoir cimenté.

Le nuage supérieur correspond à un réservoir plus ou moins homogène.

- ❖ Le coefficient de corrélation dans ce cas est égal à 0.023

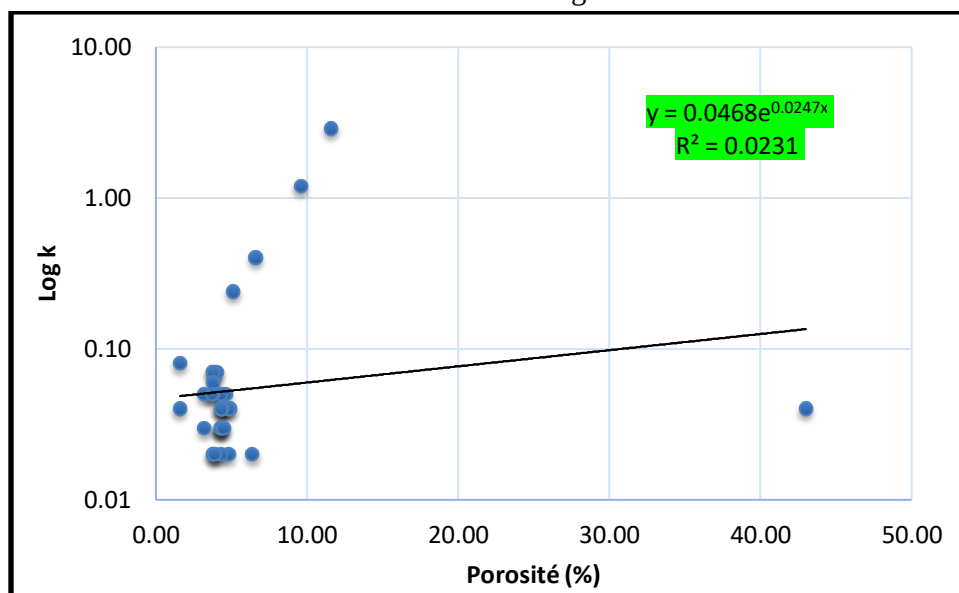


Figure 47 : Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité III-3/Puits IRL-2.

IV . Analyse des paramètres pétrophysiques du puits IRLS-2

I. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits IRLS-2

R2 (Ordovicien IV-2) : dans l'intervalle [2400.25m-2420m] l'épaisseur est de 19.75 m

La porosité varie en général de 0.9% à 9.6%.

Généralement la majorité des valeurs de porosité dans cette unité IV-2 entre 5% à 10% donc la roches magasinées peut être pauvre.

La perméabilité dans cette unité réservoir montre des valeurs faibles à très faibles variant entre 0,01 à 5.7 mD, dans l'intervalle [2418.75-2420] la perméabilité s'améliore jusqu'à 18 mD.

Ordovicien IV-1 argiles : dans l'intervalle [2420.25m-2447.37m] l'épaisseur est de 27.12 m .La porosité varie en général de 0.2% à 1.8%.

Généralement la majorité des valeurs de porosité dans cette unité IV-1 argiles inférieurs 5% donc la roches réservoir peut être négligeable ou faible.

La perméabilité dans cette unité réservoir montre des valeurs faibles à moyenne variant entre 0,01 à 63mD.

La grande valeur de la perméabilité 63 mD est à une profondeur de 2436.25m.

On a observé que les valeurs minimales sont comprises dans un intervalle compris entre deux autres à plus fortes valeurs.

Ordovicien III-3 : Dans l'intervalle [2447.37m- 2467m] l'épaisseur est de 19.63 m .La porosité varie en général de 0.2% à 8%

La grand valeurs de la porosité 8% sont à la profondeur 2448.5m

La petite valeur de la porosité est de 0.2 %

Généralement la majorité des valeurs de porosité dans cette unité III-3 sont inférieures à 5% donc la porosité dans cet intervalle est négligeable ou faible.

La perméabilité dans cette unité réservoir montre des valeurs faibles à très faibles variant entre 0,01 à 0.41mD dans l'intervalle [2451m -2451.25 m] la perméabilité s'améliore jusqu'à 5.7 mD.

Ordovicien III-1 : Dans l'intervalle [2468.25m- 2492m] l'épaisseur est de 19.63 m .La porosité varie en général de 2% à 16.6%.

La grande valeur de la porosité 16.6% est à la profondeur 2480.5m.

La petite valeurs de la porosité 2% est à la profondeurs 2473.7m.

La moyenne de porosité dans cette unité est égale à 7.22% donc la porosité de cet intervalle est pauvre par ce que dans la classe suivant $5\% < \varnothing < 10\%$.

La perméabilité dans cette unité réservoir montre des valeurs faibles à très faibles variant entre 0,01 à 0.41mD. Dans l'intervalle [2479.25m -2480.25 m] la perméabilité s'améliore jusqu'à 30 md.

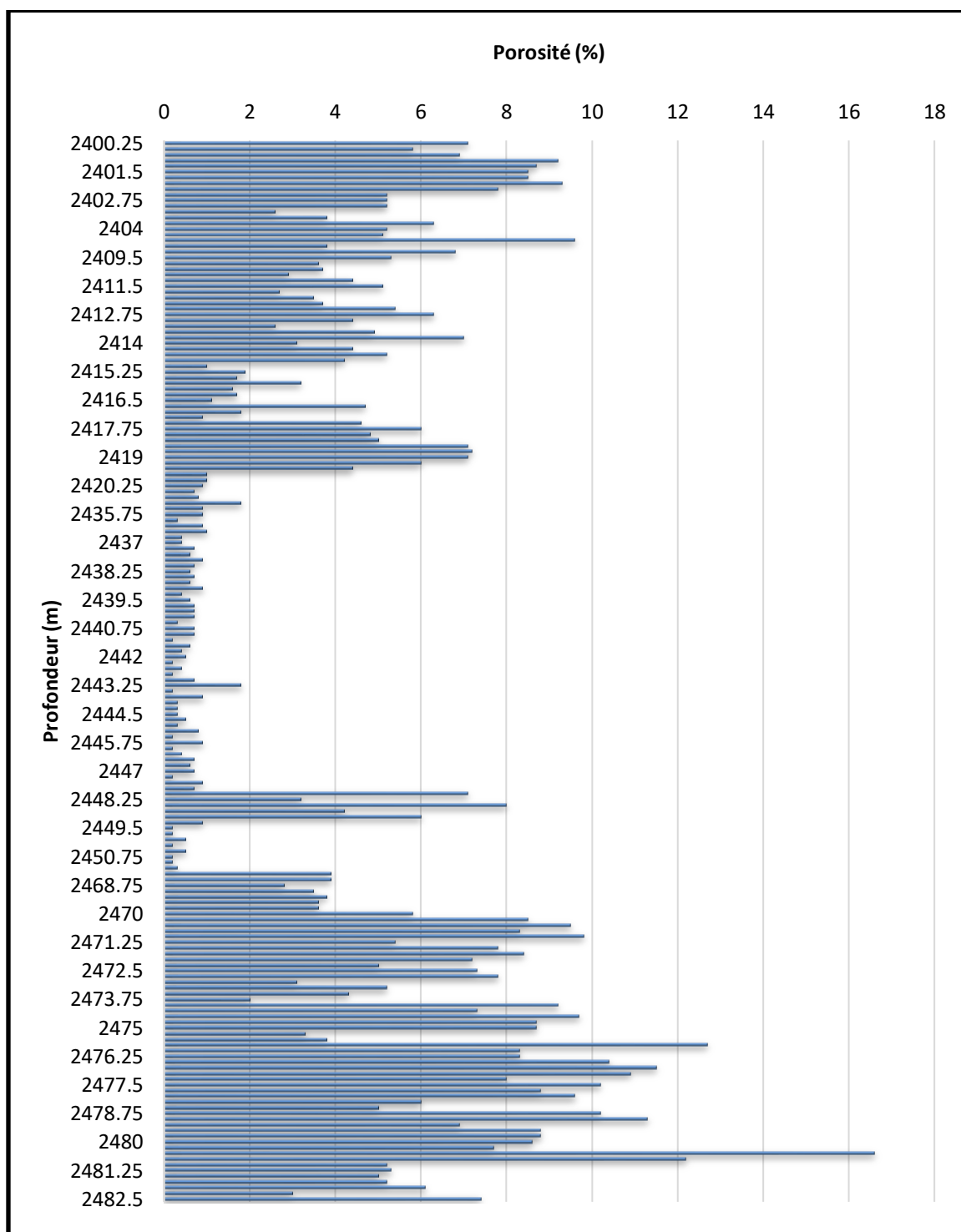


Figure 48 : Evolution de la porosité (%) en fonction de la profondeur dans le puits IRLS-2 .

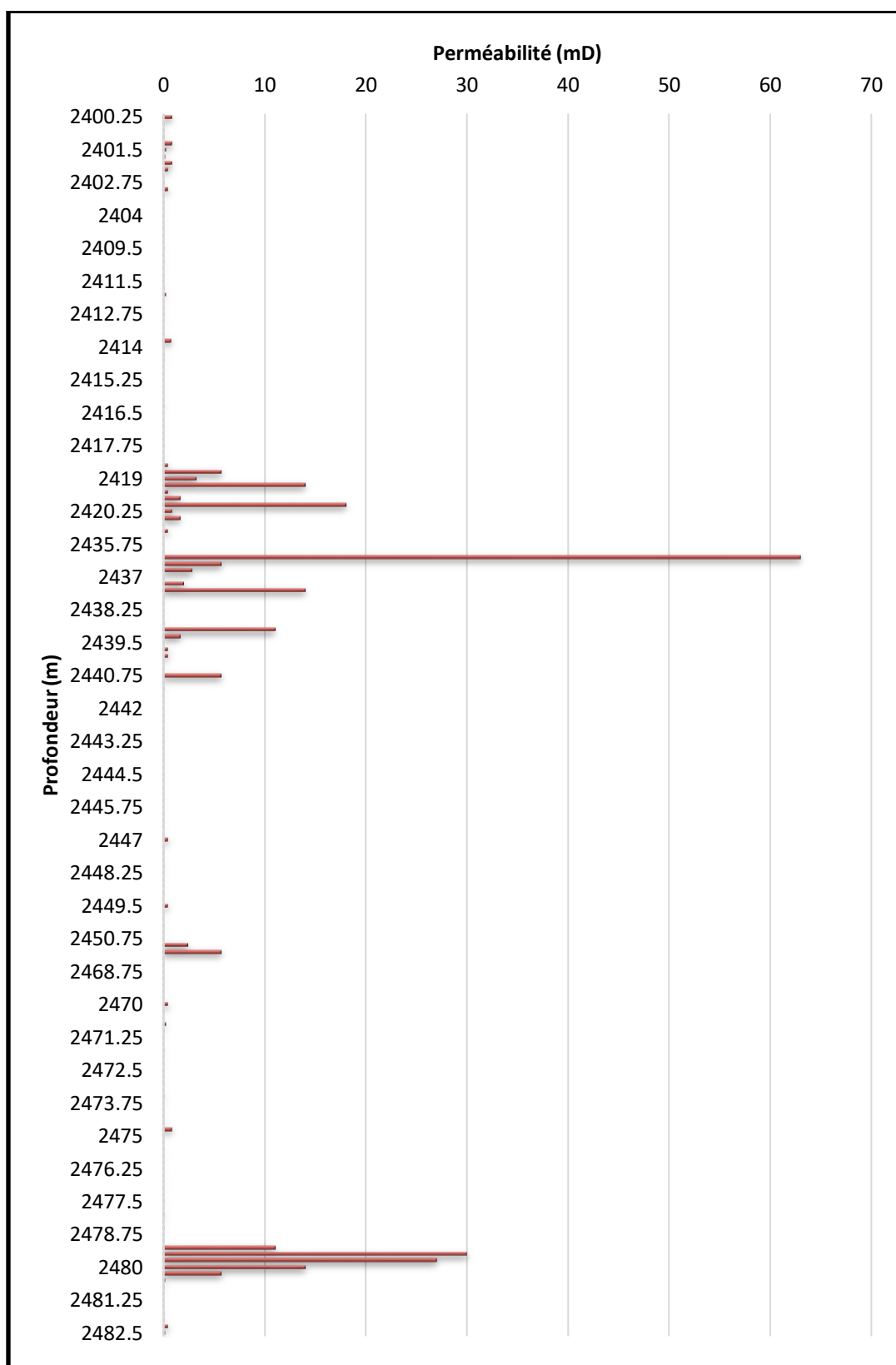


Figure 49 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits IRLS-2.

IV.2. Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité du puits IRLS-2

IV.2.1.Ordovicien IV-2(R2)

L'histogramme des classes de la porosité (Figure.50) présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche,

Le premier mode appartient à la classe [2.9-4.9] % et [4.9-6.9] % dont la fréquence est de 28,33%.

❖ On peut dire qu'on a un seul types de porosité : une porosité primaire.

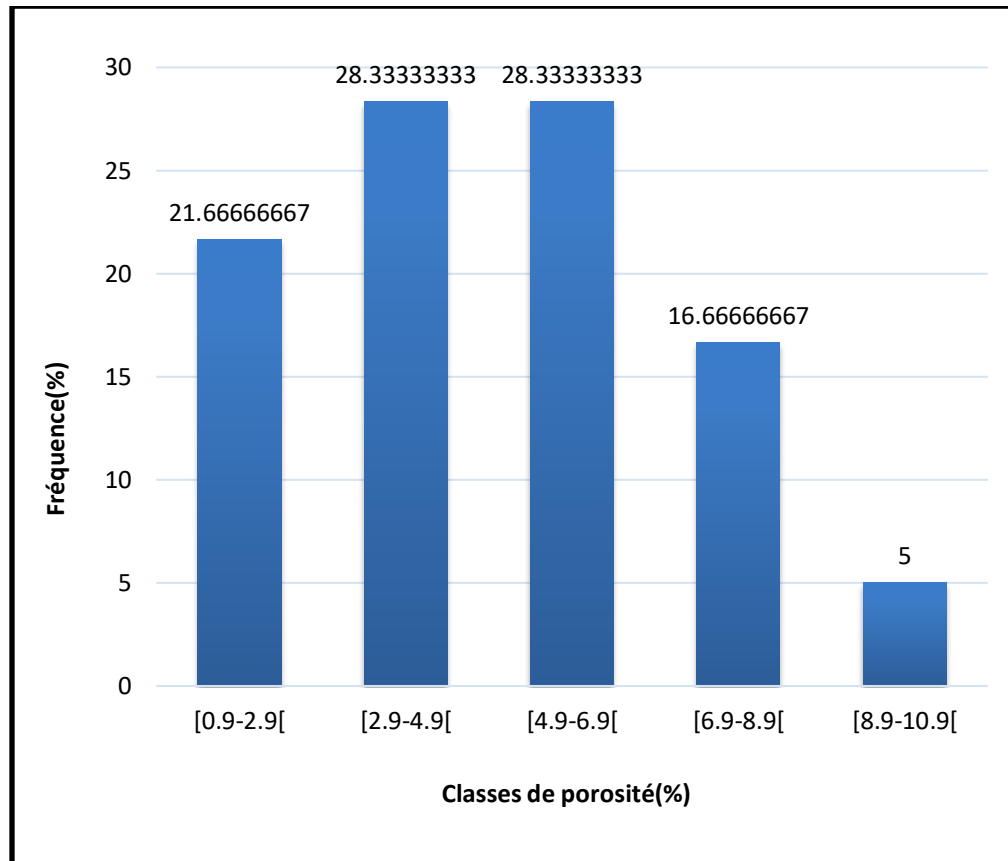


Figure 50 :Histogramme de la porosité dans l'unité IV-2 dans le puits IRLS-2

L'histogramme des classes de la perméabilité (Figure.51) présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le premier mode appartient à la classe [0,01-4,1] mD dont la fréquence est de 95%.

On peut dire qu'on a un seul types de perméabilité :

❖ Une perméabilité matricielle caractérisée par des faibles valeurs et elle correspond au premier mode[0,01-4,1] mD.

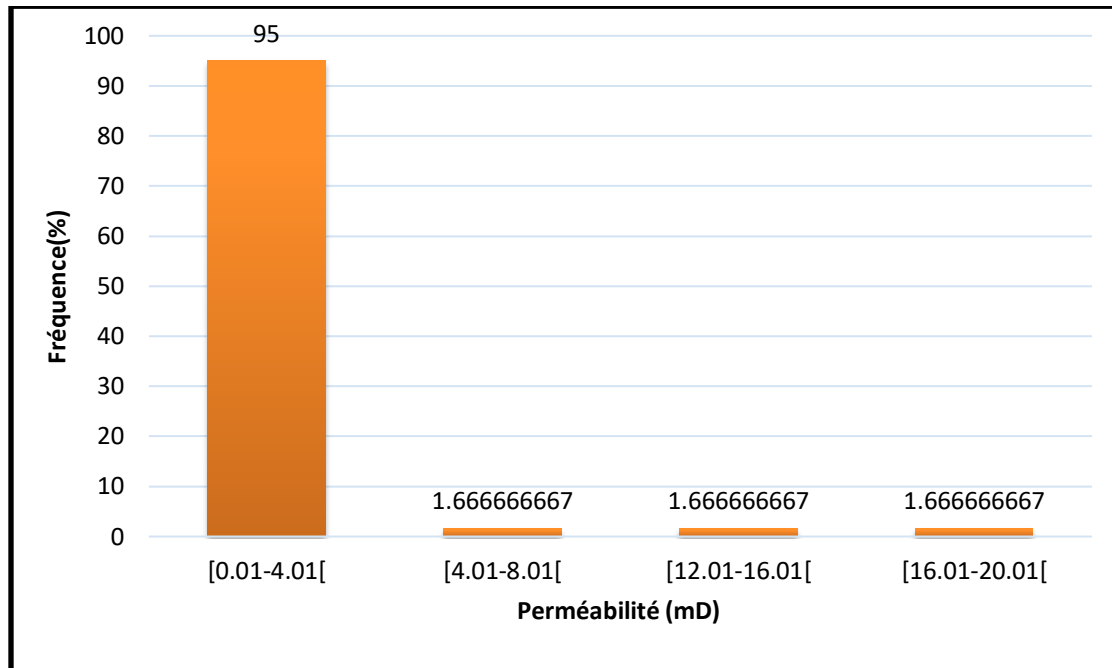


Figure 51 :Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-2/ puits IRLS-2.

IV.2.2.Ordovicien IV-1 argiles

L'histogramme des classes de la porosité (Figure.52) présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [0.2-1.2] % dont la fréquence est de 92,30%.

❖ On peut dire qu'on a un seul types de porosité : une porosité primaire.

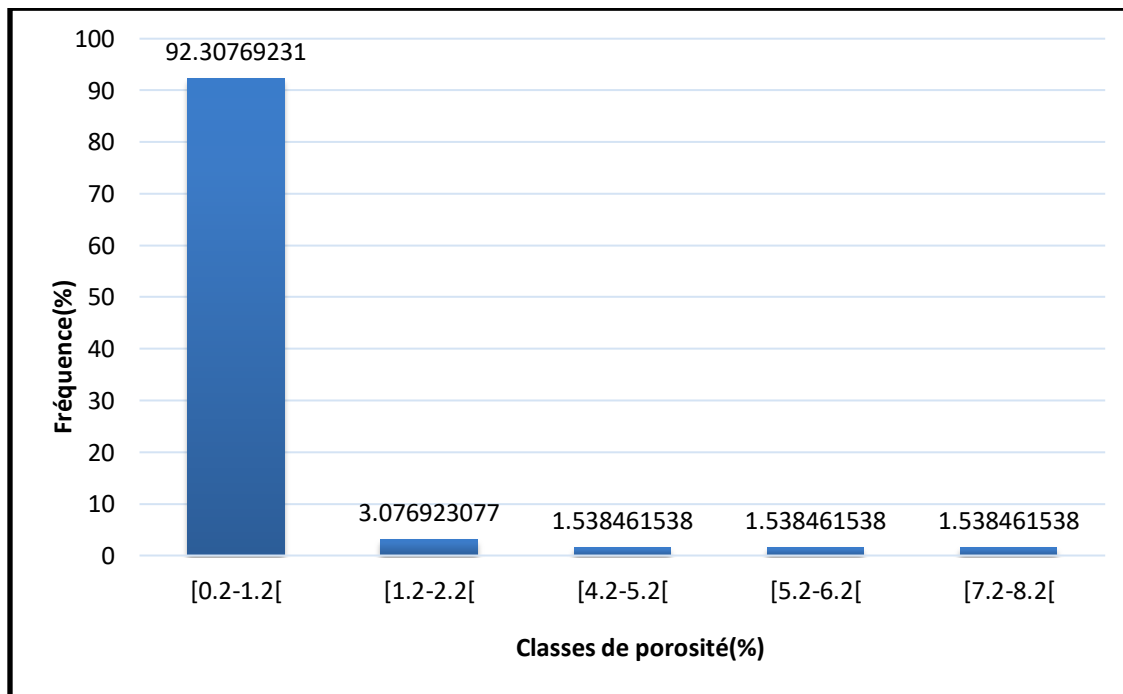


Figure 52:Histogramme de la porosité dans l'unité IV-1 arg dans le puits IRLS-2.

L'histogramme des classes de la perméabilité (Figure.53) présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [0,01-4,1] mD dont la fréquence est de 90.76% .

On peut dire qu'on a un seul types de perméabilités :

- ❖ Une perméabilité matricielle du réservoir : caractérisée par des faibles valeurs et elle correspond au premier mode[0,01-4,1] mD.

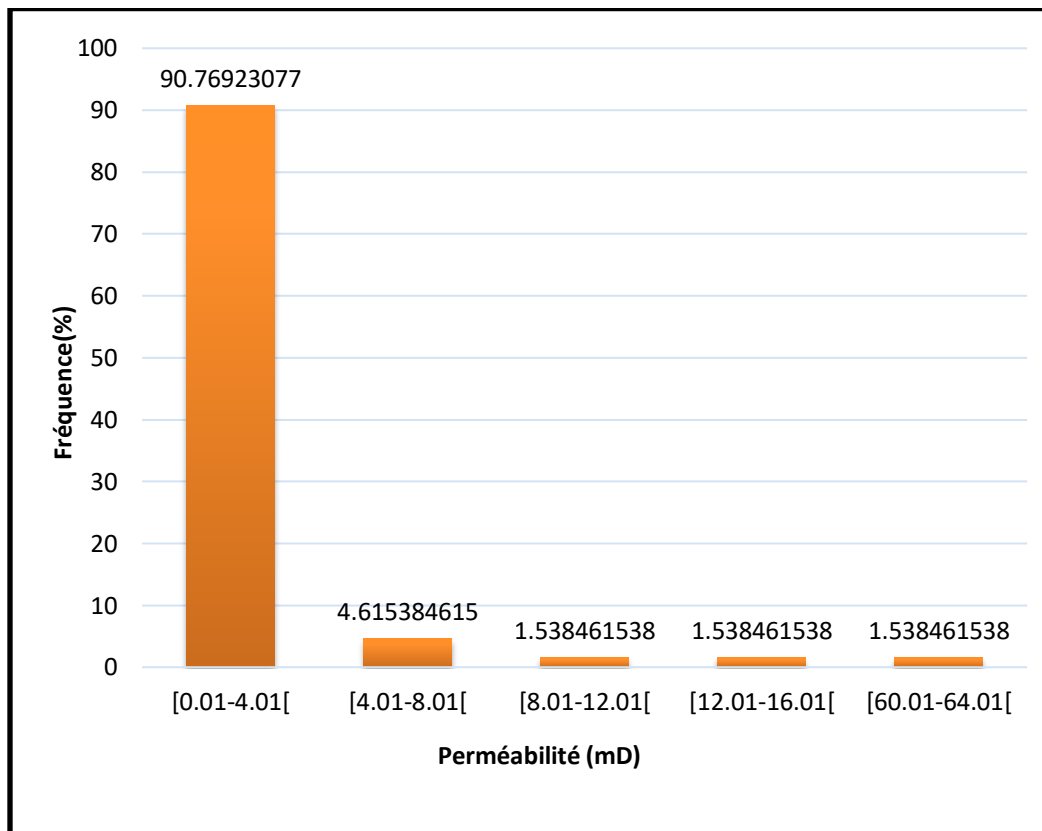


Figure 53:Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-1 arg / puits IRLS-2 .

IV.2.3.Ordozien III-3 :

L'histogramme des classes de la porosité (Figure54) présente une distribution bimodale d'asymétrie gauche,

- ❖ le premier mode appartient à la classe [0.2-2.2] % dont la fréquence est de 66.66%.
- ❖ le deuxième mode appartient à la classe [4.2-6.2] % et [6.2-8.2] % dont la fréquence est de 13.33%.

On peut dire qu'on a deux types de porosité :

- ❖ une porosité primaire et une porosité secondaire qui est la prédominante.

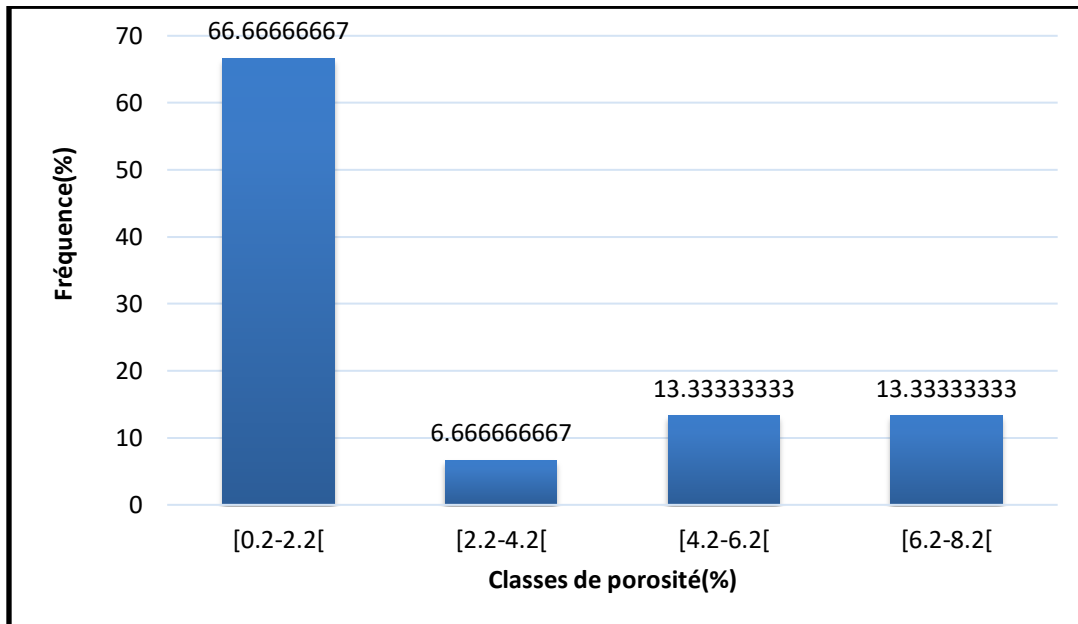


Figure 54: Histogramme de la porosité dans l'unité III-3 dans le puits IRLS-2 .

L'histogramme des classes de la perméabilité (Figure.55) présente une distribution bimodale d'asymétrie gauche, le premier mode appartient à la classe [0,01-1,1] mD dont la fréquence est de 86.66% .

On peut dire qu'on a un seul types de perméabilités

- ❖ Une perméabilité matricielle du réservoir : caractérisée par des faibles valeurs et elle correspond au premier mode [0,01-1,01] mD.

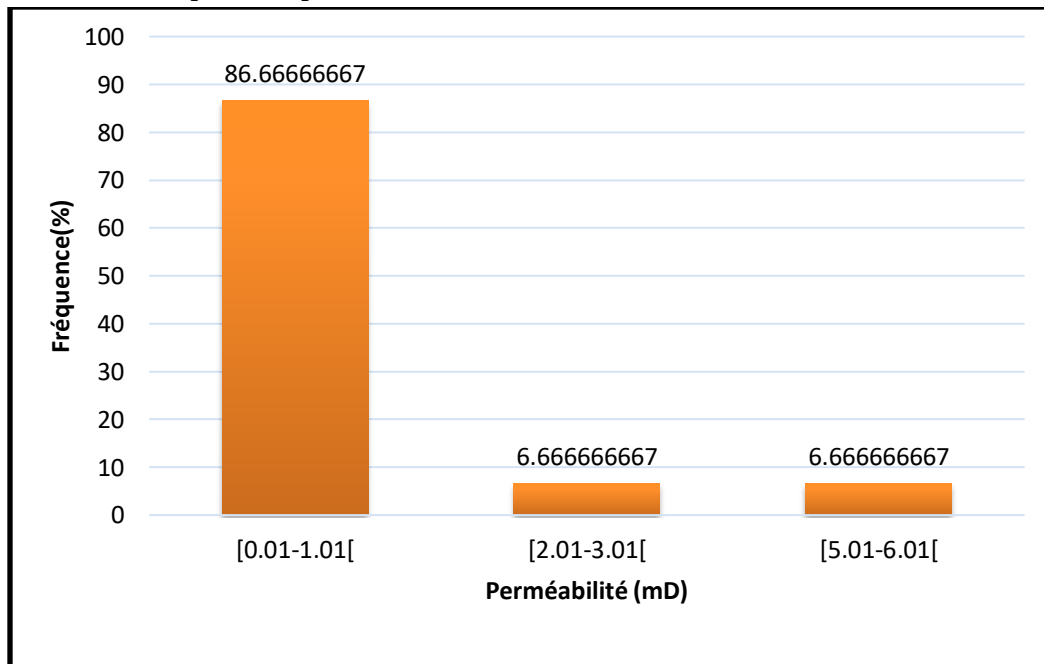


Figure 55 : Histogramme de la perméabilité dans l'unité III-3 / puits IRLS-2.

IV.2.4.Ordovicien III-1

L'histogramme des classes de la porosité (Figure.56) présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [6-10] % dont la fréquence est de 46.55%.

❖ On peut dire qu'on a un seul types de porosité : une porosité primaire

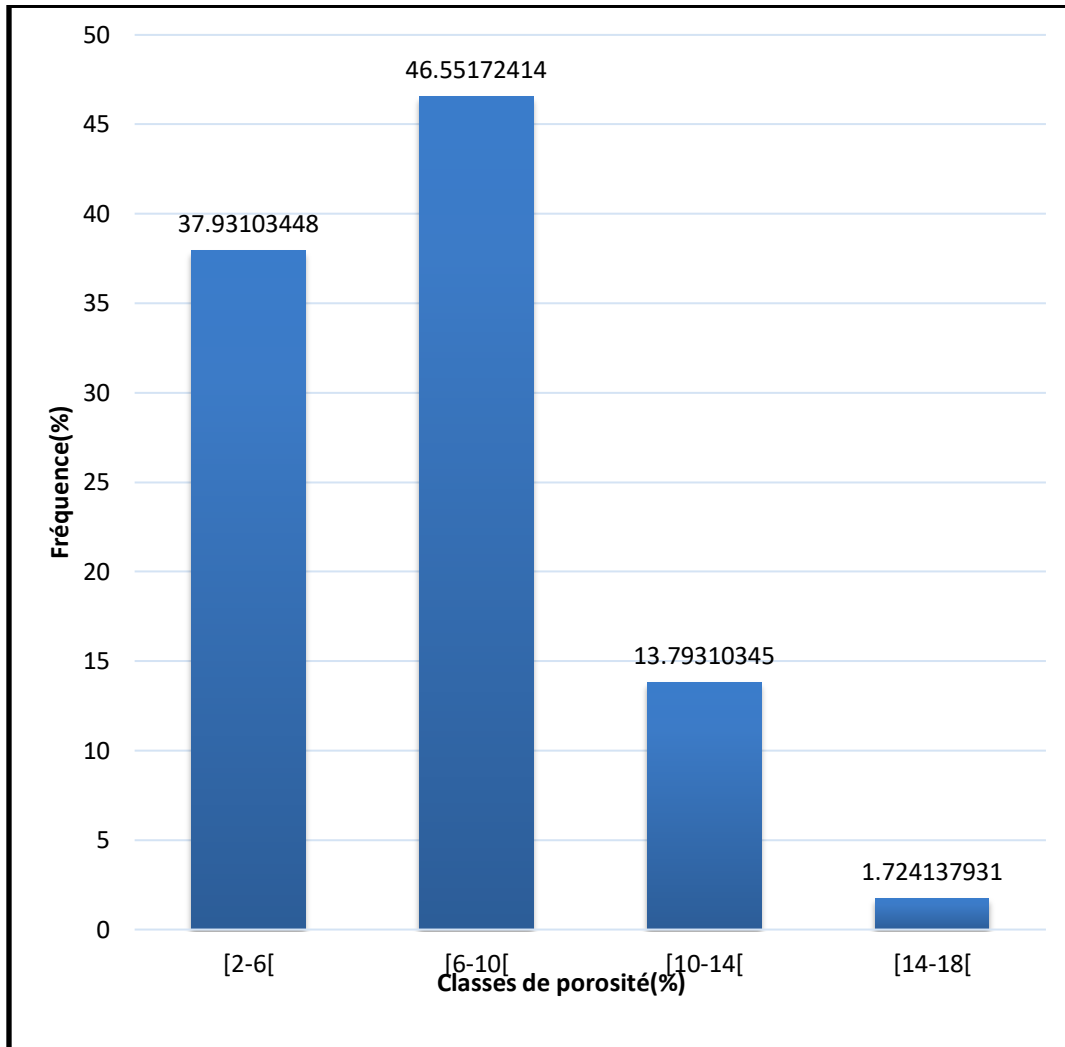


Figure 56 :Histogramme de la porosité dans l'unité III-1 dans le puits IRLS-2.

L'histogramme des classes de la perméabilité (Figure.57) présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [0,1-4,1] mD dont la fréquence est de 91.37%

On peut dire qu'on a un seul types de perméabilités :

❖ Une perméabilité matricielle caractérisée par des faibles valeurs et elle correspond au premier mode[0,1-4,1] mD.

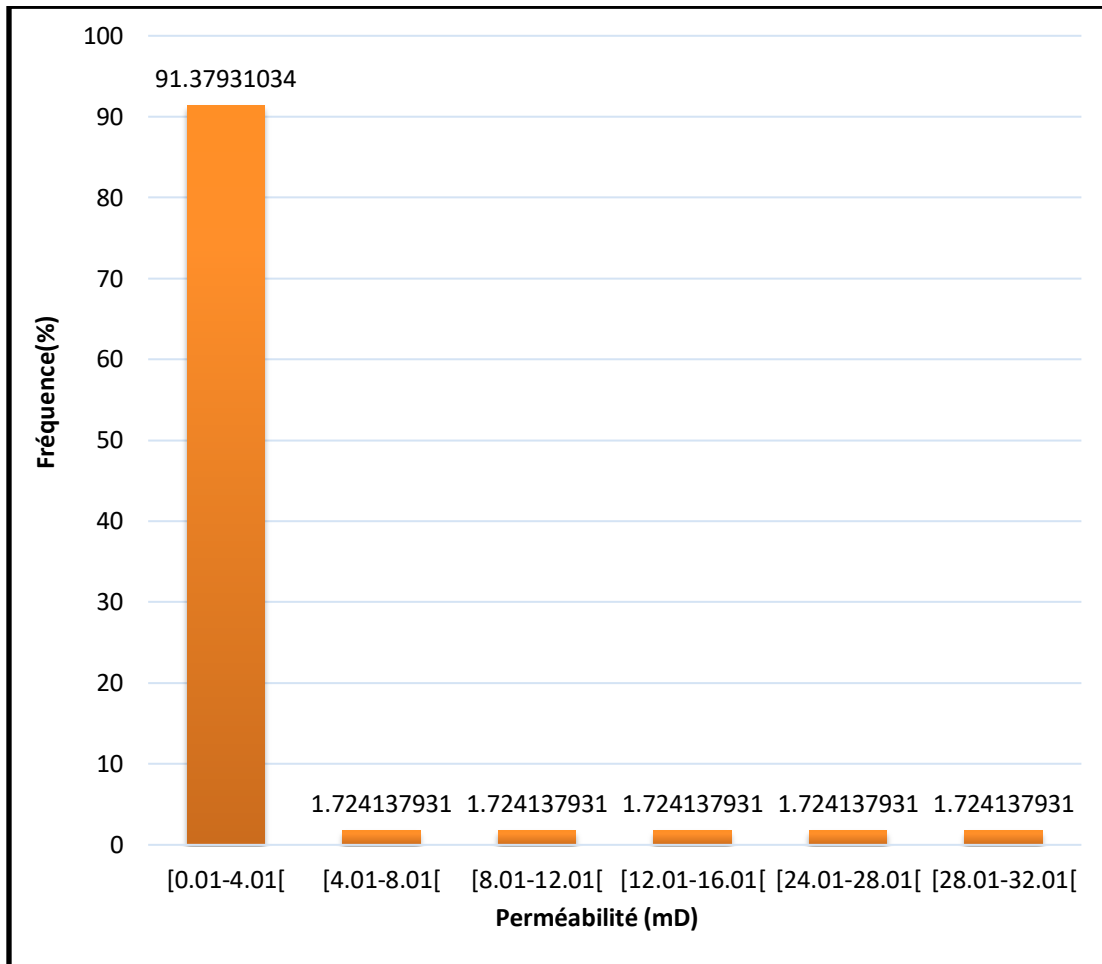


Figure 57: Histogramme de la perméabilité dans l'unité III-1 / puits IRLS-2

IV.3. Les courbes de corrélations du puits IRLS-2

IV.3.1. Ordovicien IV-2(R2)

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique montre que la majorité des valeurs de porosité sont dans l'intervalle à [0.5% à 10%], La majorité des valeurs de perméabilité sont inférieures à 0,1mD (en valeur logarithmique) .

- ❖ Dans cette zone il y a un grand effet de la compaction et un grand effet de la cimentation donc le réservoir est compacté et cimenté.
- ❖ les valeurs supérieures à 5% les valeurs supérieures à 0.1% un réservoir homogène.
- ❖ Le coefficient de corrélation dans ce cas est égal à 0.104.

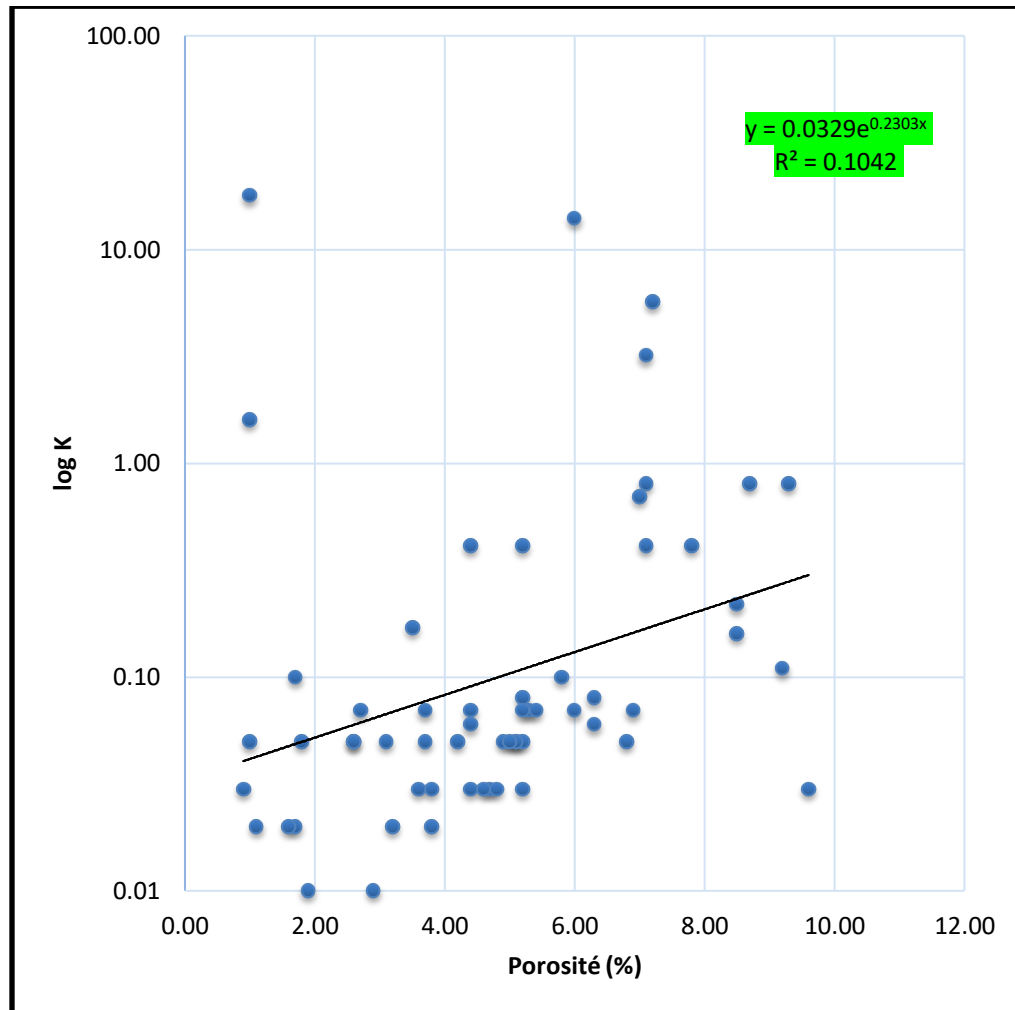


Figure 58 : Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-2/Puits IRLS-2

IV.3.2. Ordovicien IV-1 argiles

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique montre que la majorité des valeurs de porosité sont inférieures à 5%, La majorité des valeurs de perméabilité sont inférieures à 0,1mD (en valeur logarithmique) .

- ❖ les valeurs supérieures à 0.1 reflètent l'effet de fracturations .
- ❖ Dans cette zone il y a un grand effet de la compaction et de la cimentation secondaire donc le réservoir est compact (tight réservoir) et faiblement fracturés.
- ❖ Le coefficient de corrélation dans ce cas est égal à 0.083.

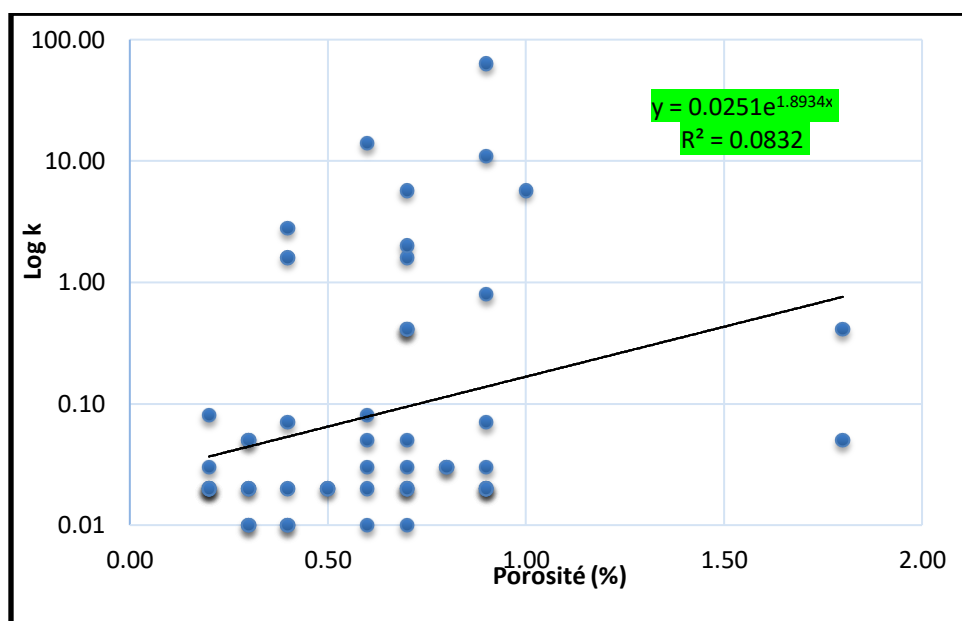


Figure 59: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-1 arg /Puits IRLS-2

IV.3.3.Ordovicien III-3

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique montre que la majorité des valeurs de porosité sont inférieures à 5%, les valeurs supérieures à 5% reflètent l'effet de la cimentation.

La majorité des valeurs de perméabilité sont inférieures à 0,1mD (en valeur logarithmique) .les valeurs supérieures à 0.1% reflètent l'effet de fracturé

Dans cette zone il y a un grand effet de la compaction et de la cimentation secondaire donc le réservoir est compact avec l'effet de fracturation et de cimentation.

❖ Le coefficient de corrélation dans ce cas est égal à 0.039

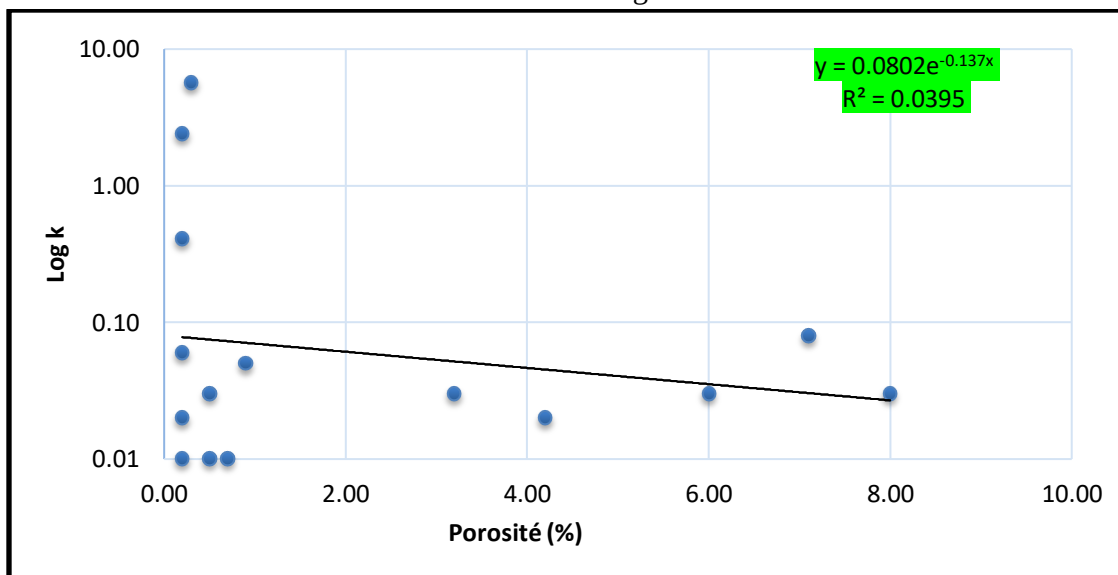


Figure 60: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité III-3/Puits IRLS-2.

IV.3.3.Ordovicien III-1

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique montre que la majorité des valeurs de porosité sont supérieures à 5%, les valeurs supérieures à 5% reflètent l'effet de la cimentation. La majorité des valeurs de perméabilité sont inférieures à 0,1mD (en valeur logarithmique) .

- ❖ dans cette zone il y a un grand effet de la cimentation. Donc le réservoir est cimenté par endroits .
- ❖ les valeurs inférieures à 5% les valeurs inférieures à 0.1% reflètent un effet de la compaction.
- ❖ les valeurs supérieures à 5% les valeurs supérieures à 0.1% reflètent un réservoir homogène.
- ❖ Le coefficient de corrélation dans ce cas est égal à 0.034

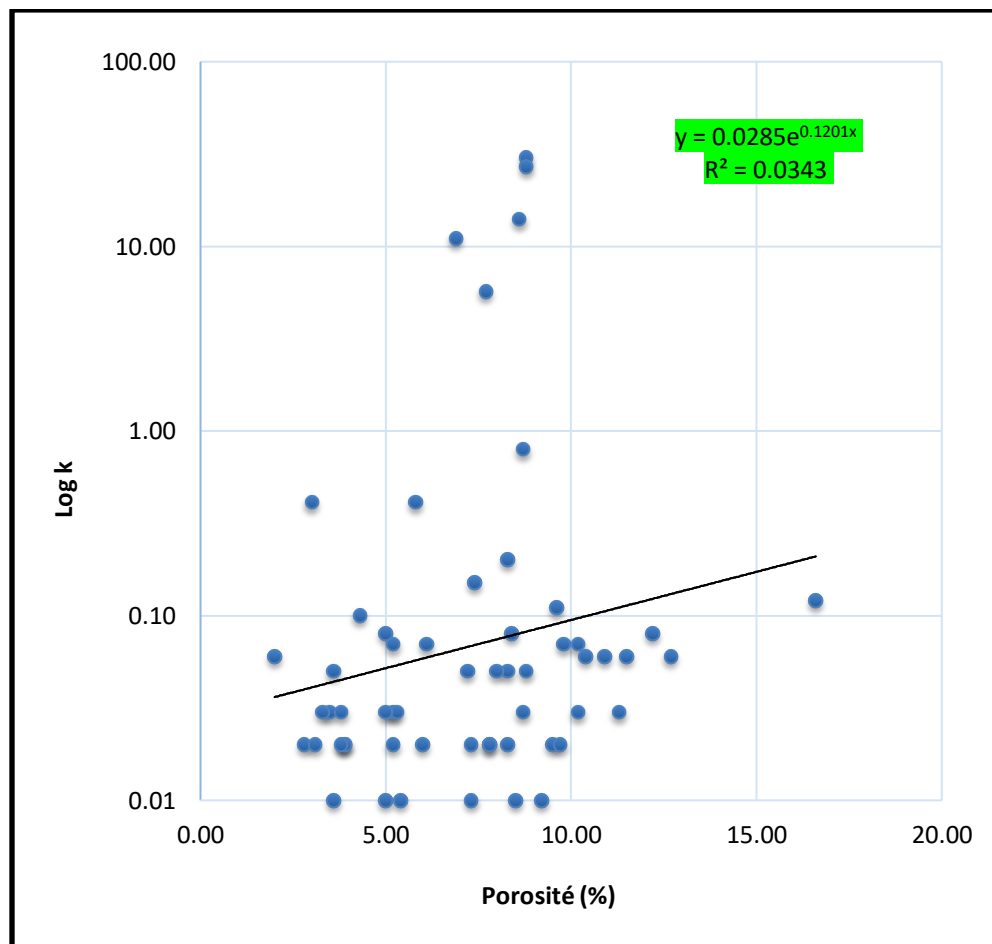


Figure 61: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité III-1/Puits IRLS-2.

V. Analyse des paramètres pétrophysiques du puits IHNE-1

V.1. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits IHNE-1

V.1.1. Evolution verticale de la porosité

Ce diagramme montre les variations de la porosité en fonction de la profondeur dans la roche réservoir Ordovicien unité IV dans le puits IHNE-1. Les valeurs de la porosité dans ce puits montrent une porosité faible.

Les plus fortes valeurs sont enregistrées dans les profondeurs [2377.45-2389.35-2397.8-2044.75] m . Les valeurs varient entre 0.1% et 4.31 %. (Figure62).

Nous avons remarqué que les plus faibles valeurs de la porosité sont enregistrées dans les profondeurs [2364.35-2399.5] où la valeur ne dépasse pas 0.45% ainsi qu'à la profondeur 2360.1 La plus petite valeur dans le puits est de 0.1%.

La porosité dans le gisement est négligeable par ce que toute les mesures des porosités des carottes sont inférieures à 5 %.

V.1.2. Evolution verticale de la perméabilité

Les mesures de la perméabilité dans ce puits montrent une perméabilité très faible qui varie entre [0 -0.1 mD]. (Figure63).

Nous avons remarqué que les plus faibles valeurs de la perméabilité sont enregistrées dans l'intervalle [2353.15m -2366.1 m] cet intervalle est caractérisé par une perméabilité constante égale à 0.01mD.

La plus grande valeur est enregistrée à la profondeur 2368m avec une valeur de 0.1 mD.

Les valeurs de perméabilité dans la partie profonde du réservoir à partir de 2367.2 m sont faiblement plus élevées que dans la partie supérieure.

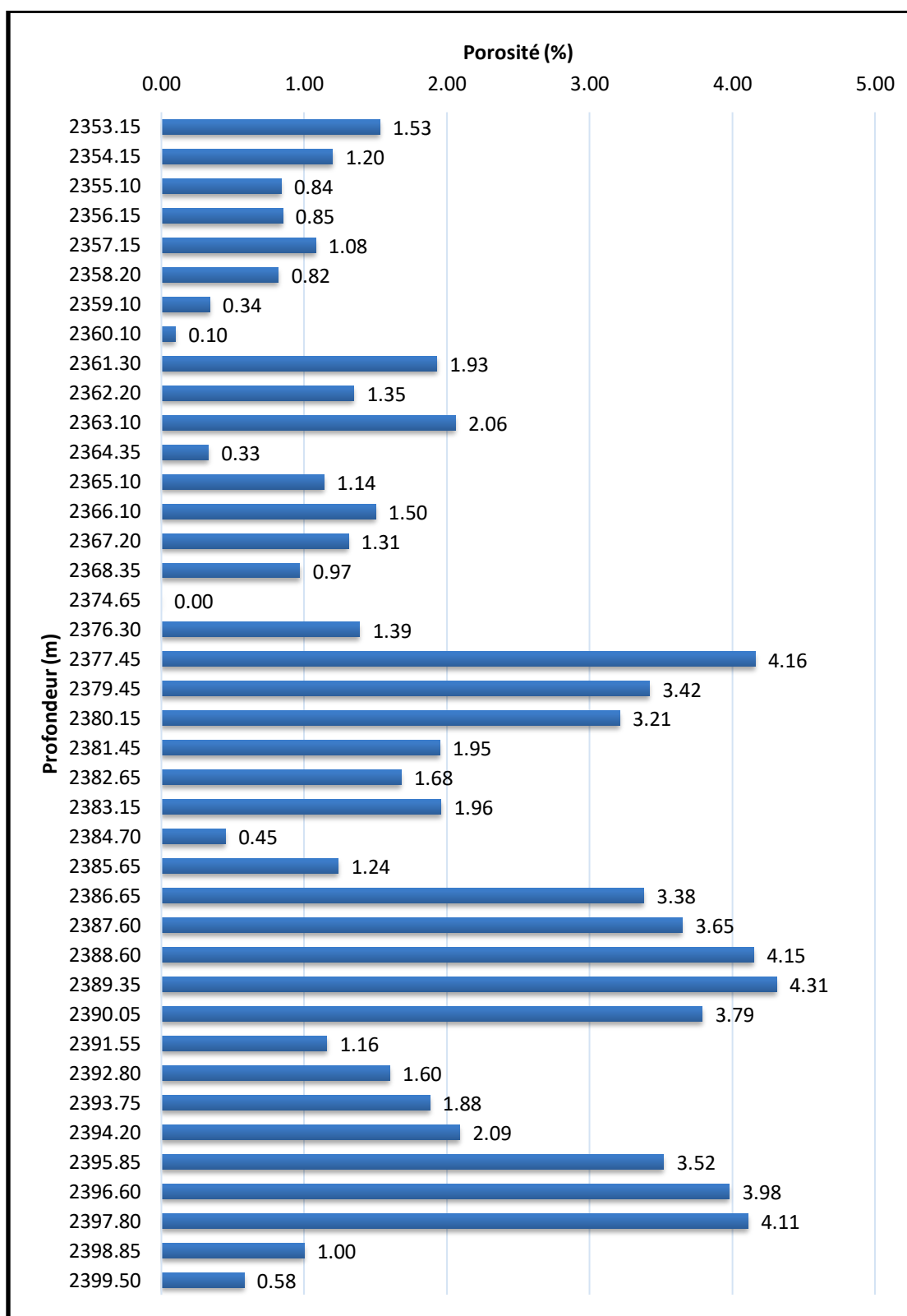


Figure 62 : Evolution de la Porosité (%) en fonction de la profondeur dans le puits IHNE-1.

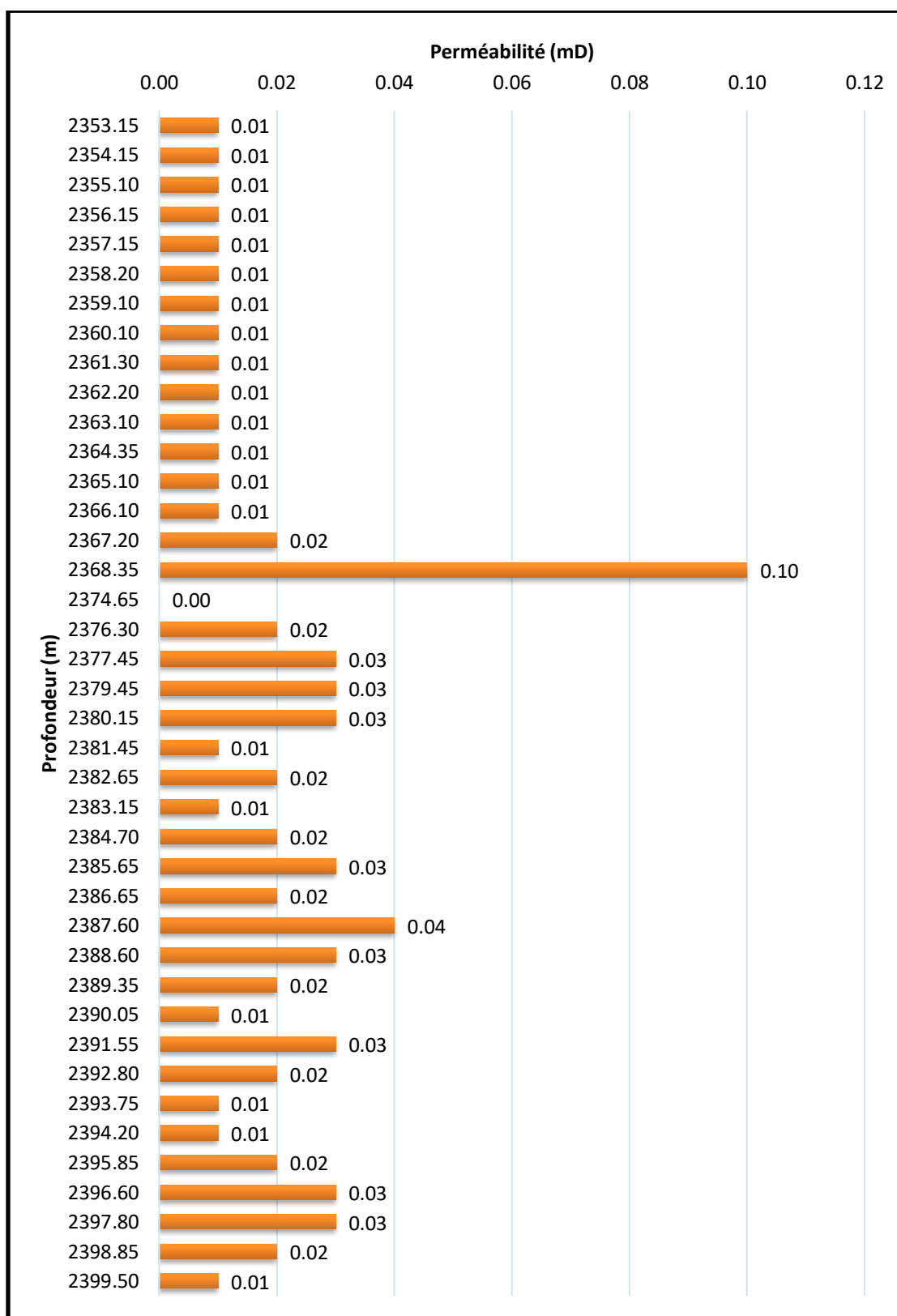


Figure 63: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits IHNE-1.

V.2.Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité du puits IHNE-1

V.2.1.Ordovicien IV-2

L'histogramme des classes de la porosité (Figure.64) montre une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [1,1-2,1] % dont la fréquence est de 50%.

❖ On peut dire qu'on a un seul types de porosité : une porosité primaire

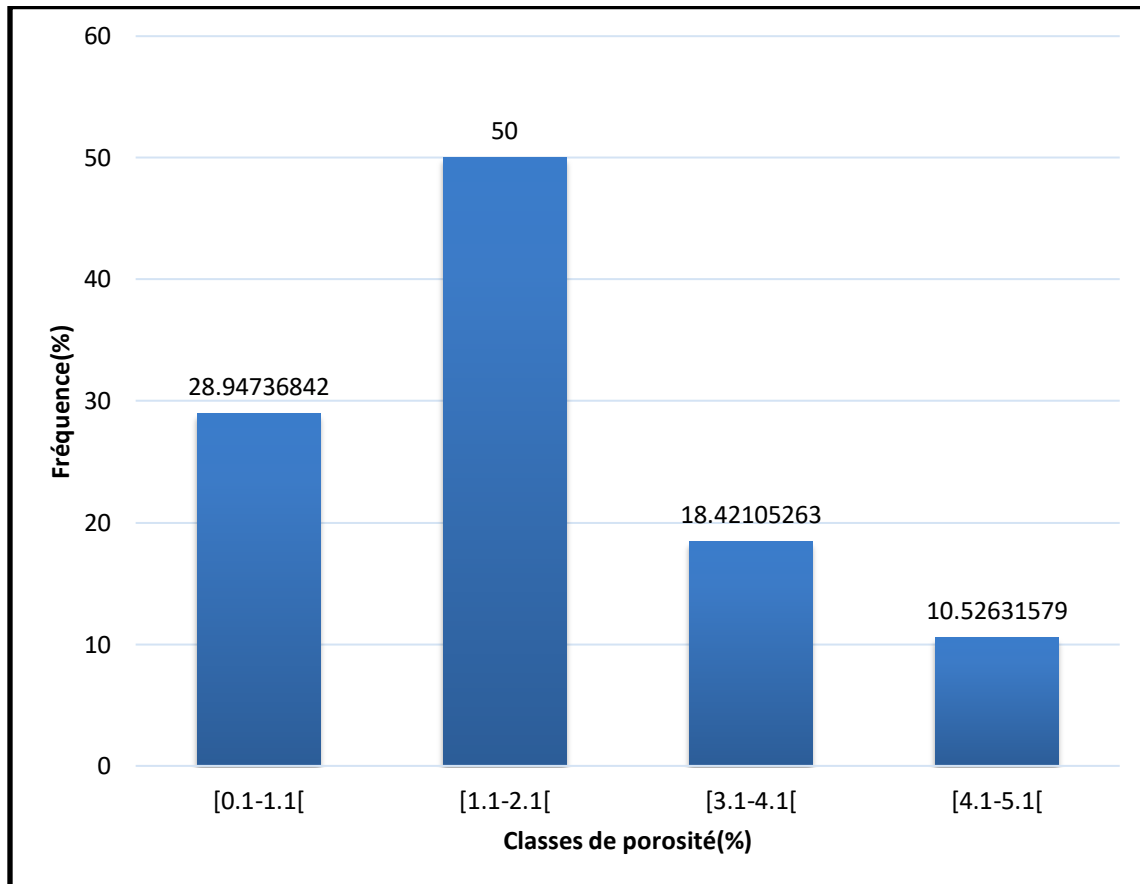


Figure 64:Histogramme de la porosité dans l'unité IV-2 dans le puits IHNE-1.

L'histogramme des classes de la perméabilité (Figure.65) montre une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [0,01-0,02] mD dont la fréquence est de 50%.

On peut dire qu'on un seul types de perméabilités :

❖ Une perméabilité matricielle caractérisée par des faibles valeurs et elle correspond au premier mode.

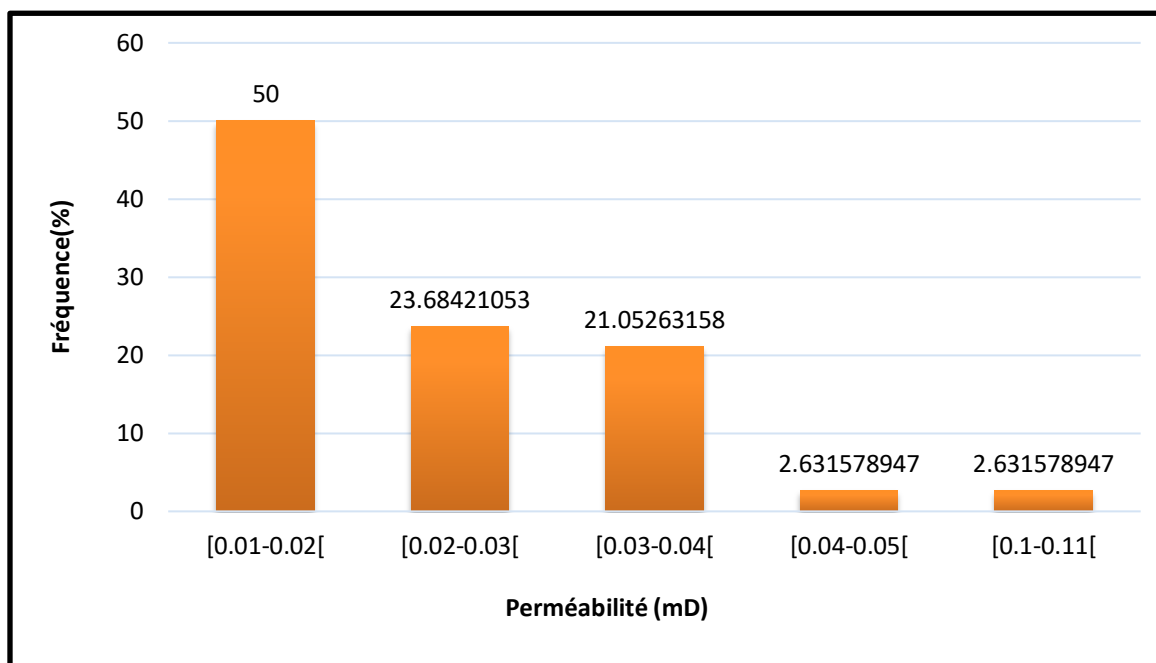


Figure 65: Histogramme de la perméabilité dans l'unité IV-2 / puits IHNE-1.

V.3.Les courbes de corrélations du puits IHNE-1

V.3.1.Ordovicien IV-2(R2)

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique (Figure.66) montre que les valeurs de perméabilité sont inférieures à 0 ,1 et celles de la majorité des valeurs de porosité sont inférieures à 5%,donc dans cette zone le réservoir est compact (tight réservoir).

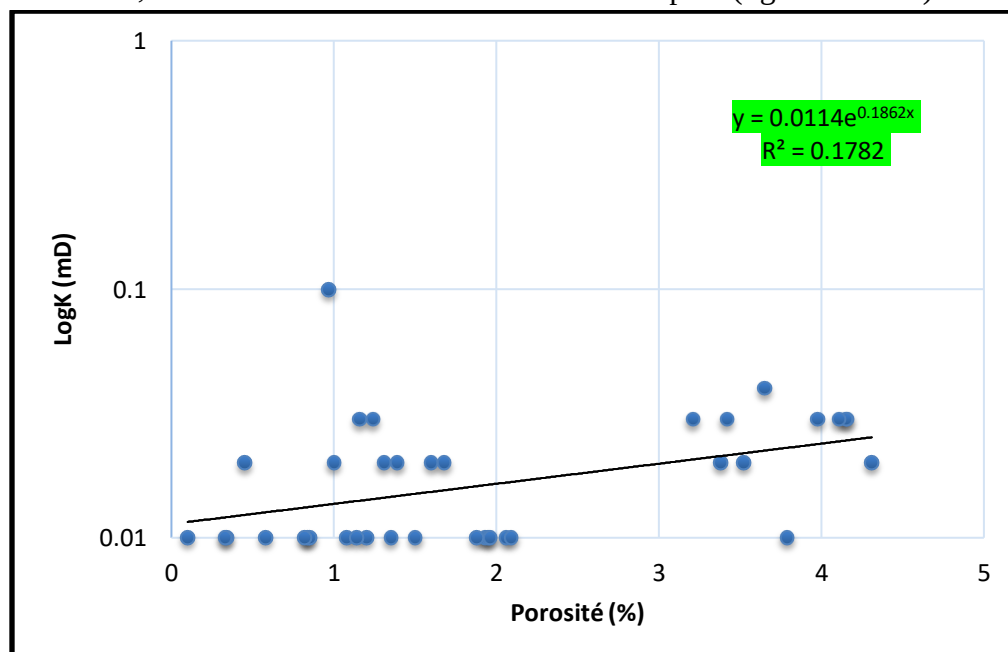


Figure 66: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique de l'unité IV-2/Puits IHNE-1

VI. Conclusions

L'analyse des deux paramètres pétrophysiques les plus importants, la porosité et la perméabilité, a permis de caractériser les réservoirs Cambro-Ordovicien de la région d'étude Bourarhat sud II d'après les mesure sur les carotte dans laboratoire CRD.

Notre analyse nous a permis de dire que :

- L'analyse des profils de la porosité dans les trois puits montre que la majorité des unités de réservoirs Cambro-Ordovicien du réservoir sont caractérisées par des faibles valeurs de porosité généralement inférieurs à 5 % dans le puits IHNE-1 et inférieurs à 10 % dans les puits IRLS-2 et IRL-2, à l'exception dans le puits IRL-2 a profondeur 2394 m la porosité qui atteint 43% et dans le puits IRLS-2 où nous avons remarqué une amélioration de la porosité qui atteint les 16.6% à la profondeur 2480.5m dans le réservoir Ordovicien unité III-1.
- La perméabilité dans cette région est faible parfois très faible à l'exception du puits IRL-2 où la perméabilité a atteint 25mD dans la profondeur [2384m]. Dans le puits IRLS-2 la perméabilité a atteint 30mD dans l'intervalle [2479.5m].
- L'analyse des histogrammes de porosité montre la présence de deux types de porosité, porosité primaire et porosité secondaire.
- L'analyse des histogrammes de perméabilité montre la présence de deux types de perméabilité à savoir la perméabilité matricielle et la perméabilité de fracturation.
- Les courbes de corrélation entre la porosité et perméabilité montrent que les unités du réservoir Cambro-Ordovicien sont compactes dans l'ensemble, caractérisées par un taux considérable de fractures, mais leur influence reste limitée.

Chapitre V

Essai d'interprétation générale

I. Introductions

Dans ce chapitre nous avons essayé d'intégrer tous les résultats obtenus à travers les données structurales (profils sismiques et cartes isobathes), les données de fracturation sur carottes et les données pétrophysiques. Ceci nous permet de voir quels sont les paramètres qui influent sur la distribution et la circulation des hydrocarbures donc sur la production. Par extension ceci permet de prédire les meilleures zones de production.

Nous avons représenté l'essentiels des résultats sur des cartes et des tableaux afin de faciliter l'intégration et la lecture des données.

II. Relation entre la contrainte SH max et les fractures naturelles

L'analyse directionnelle des cartes isobathes au toit de l'Ordovicien et au toit du Dévonien F6C3 et l'interprétation des profils sismiques (Figure 67) montrent que la direction de la contrainte horizontale maximum est NW-SE (N135-140) .

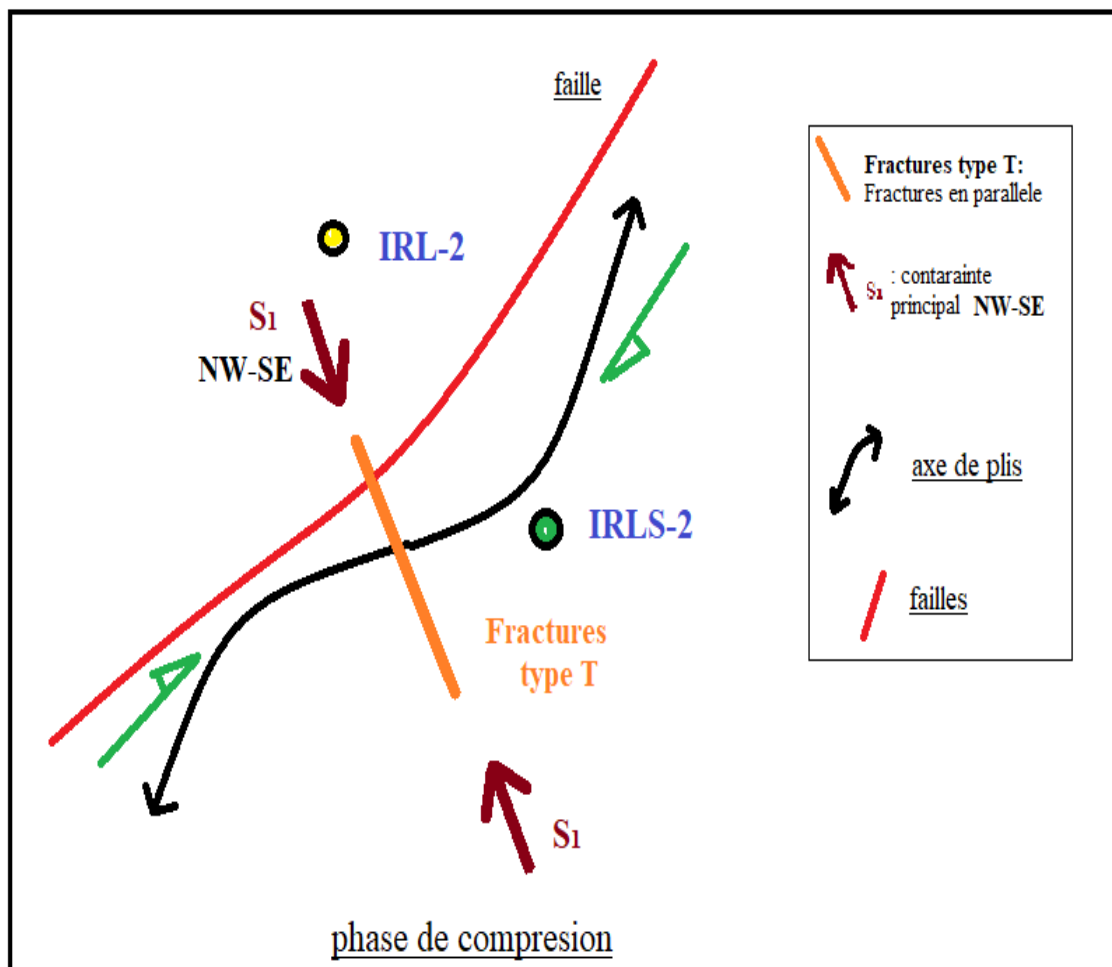


Figure 67 : Relation entre la contrainte principale S_1 et les fractures naturelles.

Puits Types de Fractures.	Puits :IRL-2	Puits:IRLS-2.
Fracture de type X	-	-
Fracture de type Y	-	-
Fracture de type Z	-	Fracture Cimentée :03 Fracture Part. ouverte :04
Fracture de type S	Fracture Cimentée :05 Fracture Part. ouverte :20	Fracture Cimentée :02 Fracture Part. ouverte :09

Tableaux N°12 :Nombre de fractures relevés pour chaque type dans les deux puits IRL-2 et IRLS 2.

L'analyse des fractures naturelles a révélé la présence de deux types de fractures : des fractures partiellement ouvertes et des fractures colmatées qui sont organisées en 03 familles de fractures .

Dans puits IRLS-2

- Dans la phase compressive :
 - Les fractures T ont presque la même direction que la contrainte principale S1.
 - Les fractures diagonales gauche ont une direction N160 et les fractures diagonales droit ont une direction N100.

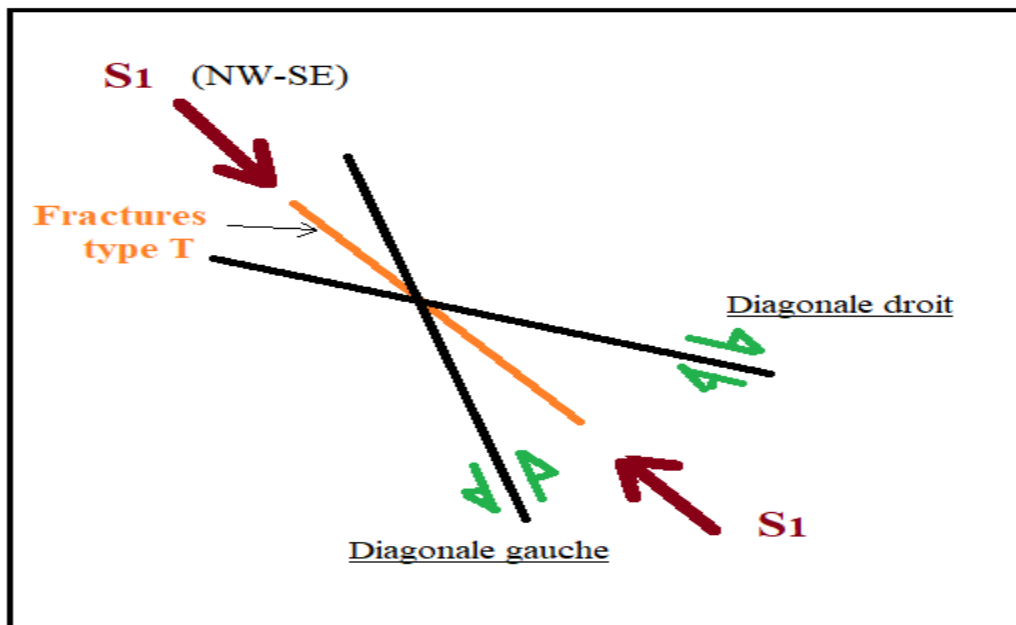


Figure 68 :Relation entre la contrainte S1 et les fractures T et les diagonales droite et gauche.

Les fractures d'extrados dans la charnière ont une direction N070 et sont perpendiculaires à la contrainte S1.

Lors de la phase extensive responsable de la réactivation des failles inverses il y aura développement de fractures de tension T qui auront une direction N070.

Dans le puits IRL-2 :

L'analyse des données pétrophysiques indique les effets de la fracturation mais nous n'avons pas observé de fractures sur les carottes.

Le puits IRLS-2 est très proche de la faille majeure et se trouve presque dans la charnière du pli. On peut conclure que les fractures Z sont le résultat des effets de la déformation à la crête du pli qui est plus intense à celle des flancs là où situé le puits IRL-2.

II. Relation entre les paramètres pétrophysiques (Φ , K) et la fracturation

Après avoir réalisé et interprété les profils et les histogrammes de la porosité et de la perméabilité dans le chapitre précédent nous avons défini que la porosité est de nature matricielle et pour la perméabilité 2 types ont été définis : une perméabilité matricielle et une perméabilité de fracture.

Le puits IRL-2

	Le puits IRL-2	
	Profil de la perméabilité /profondeur.	Présence de fortes valeurs.
Réservoirs IV-3	Histogramme de la perméabilité.	2 modes.
	Courbe de corrélation	Présence de fracturations.
	Profil de la perméabilité /profondeur	Valeurs faibles.
Réservoirs III-3	Histogramme de la perméabilité	Uni modales
	Courbe de corrélation	Compact
Productions	Indices de gaz dans IV-3	

Tableaux N°13 :Relation entre les paramètres pétrophysiques et type de réservoir du puits IRL-2.

Le puits IRLS-2

Le puits IRLS-2		
Ordovicien IV-2(R2)	Profil de la perméabilité /profondeur	Il y a des valeurs faible et forts
	Courbe de corrélation	<u>4zones</u> : - Fractures - Compacte - Cimenté - Conventionnelles
Ordovicien IV-1 argiles	Profil de la perméabilité /profondeur	Il ya des valeurs faible et moyenne
	Courbe de corrélation	<u>2 zones</u> : -Fractures - Compacte
Ordovicien III-3	Profil de la perméabilité /profondeur	Il y a des valeurs faible
	Courbe de corrélation	<u>3zones</u> : - Fracturé - Compact. - Cimenté.
Ordovicien III-1	Profil de la perméabilité /profondeur	Il y a des valeurs faible et moyenne
	Courbe de corrélation	<u>4zones</u> : - Factures. - Compacte. - Cimentée - Conventionnelle
Productions	Productions de Huile	

Tableaux N°14 :Relation entre les paramètres pétrophysiques et type de réservoir du puits IRLS-2.

Donc on peut conclure que :

- ❖ La production des hydrocarbures dans le puits IRL-2 se fait essentiellement à la faveur de fractures.
- ❖ La production des hydrocarbures dans le puits IRLS-2 se fait par matrice associée à des fractures.
- ❖ Les résultats de l'imagerie sont indispensables pour une analyse plus précise de la fracturation pour définir le modèle géologique et donc le modèle de distribution de la fracturation.

Chapitre VI

Conclusion générale

Conclusion générale

D'après l'analyse des profils sismiques nous avons conclu que la région a subi plusieurs phases de déformations qui ont compliqué la structure et la chronologie établie est la suivante :

- ❖ La première phase de compression a affecté le socle jusqu'au toit de l'Ordovicien et elle est marquée par le développement de failles inverses et de plissements.
 - ❖ La deuxième phase de type extensive a affecté la série du toit de l'Ordovicien jusque toit du Dévonien. Lors de cette phase les failles inverses ont été réactivées en failles normales.
- L'analyse des cartes en isobathes nous a révélé que :
 - ❖ Plus nous nous rapprochons du socle plus l'étirement des structures est plus grand.
 - ❖ La majorité des puits sont positionnés proche des failles majeures.
 - ❖ Les failles majeures sont orientées NNE-SSW.
 - ❖ L'étirement des structures affecte dans deux directions première directions SSW-NNE comme montre par le grand axe de plis et la deuxième directions NWW-SEE.
 - L'analyse de la fracturation naturelle du puits nous a permis de déduire que :
 - ❖ Le Puits IRLS-2est moyennement fracturé (type S et type Z) et peu stylolitisé. Une fracture stylolitisée témoigne d'un épisode en contexte compressif.
 - ❖ Le Puits IHNE-1est peu fracturé mais présentant une fracture tectonique ouverte de 40 cm de longueur. Le Puits est non stylolitisé.
 - ❖ Le Puits IRL-2 est moyennement fracturé (Type S).Il n'y a pas de fracture tectonique mais le Puits est très stylolitisé.
 - L'analyse des paramètres pétrophysiques a révélé que :
 - ❖ Les meilleures valeurs de perméabilité ont été enregistrées dans le puits IRLS-2 au niveau de l'Ordovicien l'unité IV-1 argiles, la valeur de perméabilité de 63 mD a été relevée à la profondeur 2436.25m.
 - ❖ Les histogrammes de la porosité et de la perméabilité présentent des allures unimodales et bimodales.
 - ❖ Dans tous les cas l'origine de la porosité est de nature matricielle seulement dans le puits IRLS-2 au niveau de l'Ordovicien l'unité III-3 il y a 2 type de porosité:
 - ❖ Une porosité primaire qui est la prédominante et une porosité secondaire.
 - ❖ Pour la perméabilité 2 types ont été définis :
 - perméabilité matricielle (primaire).
 - perméabilité de fracture (secondaire).

- ❖ Les faibles valeurs de porosité et de perméabilité dans le puits IHNE-1 reflètent une réduction de ces deux paramètres engendrés par la compaction et la cimentation.
- L'influence de la fracturations naturelles dans le puits sur la productions :
 - ❖ La production des hydrocarbures dans le puits IRL-2 se fait essentiellement à la faveur de fractures.
 - ❖ La production des hydrocarbures dans le puits IRLS-2 se fait par matrice associée à des fractures.
 - ❖ Les résultats de l'imagerie sont indispensables pour une analyse plus précise de la fracturation pour définir le modèle géologique et donc le modèle de distribution de la fracturation.

Recommandations

- Il faut acquérir plus de données d'analyse de la fracturation naturelle à travers l'imagerie de puits.
- D'affiner le modèle de faciès et l'extrapoler vers les autres zones du réservoir. Ce qui se traduirait par des économies sur le carottage et une diminution des risques de forage. Mais cette recommandation ne doit pas occulter la nécessité du carottage.
- De faire des modélisations 3D intégrées (structurale et sédimentologie) avec le logiciel Pétrel afin de construire un modèle de réservoir plus précis et plus proche de la réalité.
- De faire des interprétations structurales à partir de l'analyse de fracturations sur les carotte et logs d'imagerie afin de mieux caler le modèle structural et compléter l'interprétation sismique.
- D'implanter les futurs puits près des failles majeures qui peuvent être génératrices de couloir de fractures favorisant au maximum la productivité des réservoirs ordovicien par matrice et fracturation naturelle.
- Forer des nouveaux puits horizontaux pour recouper un maximum de fractures.
- Améliorer le débit de production en utilisant la technique de fracturation hydraulique.

Bibliographies

Boudjema, A., 1987, Evaluation structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse de doctorat. Université Paris XI-Orsay.

Echikh, K., 1975,Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie. Société Nationale d'Editionet de Diffusion : SNED. Alger.

Beuf, S., Biju-Duval, B., Charpal, D., Rognon, R., Gariel, O. et Bennacef, A., 1971, Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuité. Évolution structurale d'un craton. Edition Technip.

WEC (2007), Well Evolution Conférence. Document sonatrach/Schlumberger –Alger.

Analyse des résultats pétrolier dans le périmètre bourarhat (bloc230.231a.242et234b)

Rapports d'implantations des puits de la régions bourarhat (puits CEB-1 et puits NRML-1)

Rapport preliminaries MEDEX Modele06

Beicip Franlab, Fractured reservoir characterization Modelling and simulation, November 2008.

Beicip Franlab, Avril 2006 : Évaluation du bloc 242, bassin d'Illizi, model géologique de l'unité IV de l'Ordovicien.

Boubahziz makhlouf ,2012 : Caractérisation et modélisation des réservoirs Cambro-ordovicien du gisement horst d'In Amenas (Hnia), Bassin d' Illizi. Magister en ressource minérale et énergétiques, Boumerdes.

Nelson, R.A., 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, second edition.Gulf professional publishing.

Selly, R.C., 1988.Applied Sedmentology.Academic Press, London.

