

N° Ordre/Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Présenté par :

DJIDEL Ahmed

SOUICI Abdelhadi

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Caractérisation et évaluation du réservoir de l'unité IV (Ordovicien)
dans la région d'In Issane d'In Amenas , bassin d'Illizi**

Devant le jury :

SAADAOUI. M

MCA

Examinateur

YAHIAOUI. L

MAB

Examinateur

YSBAA. S

MAA

Examinateur

BELHADI. A

MCA

Président

KECIR .A

MAB

Rapporteur

Année Universitaire : 2015/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de Fin d'Études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Caractérisation et évaluation du réservoir de l'unité IV (Ordovicien)

dans la région d'In Issane d'In Amenas , bassin d'Illizi

Présenté par :

Avis favorable de l'encadreur :

DJIDEL Ahmed

Nom Prénom

signature

SOUICI Abdelhadi

KECIR .A

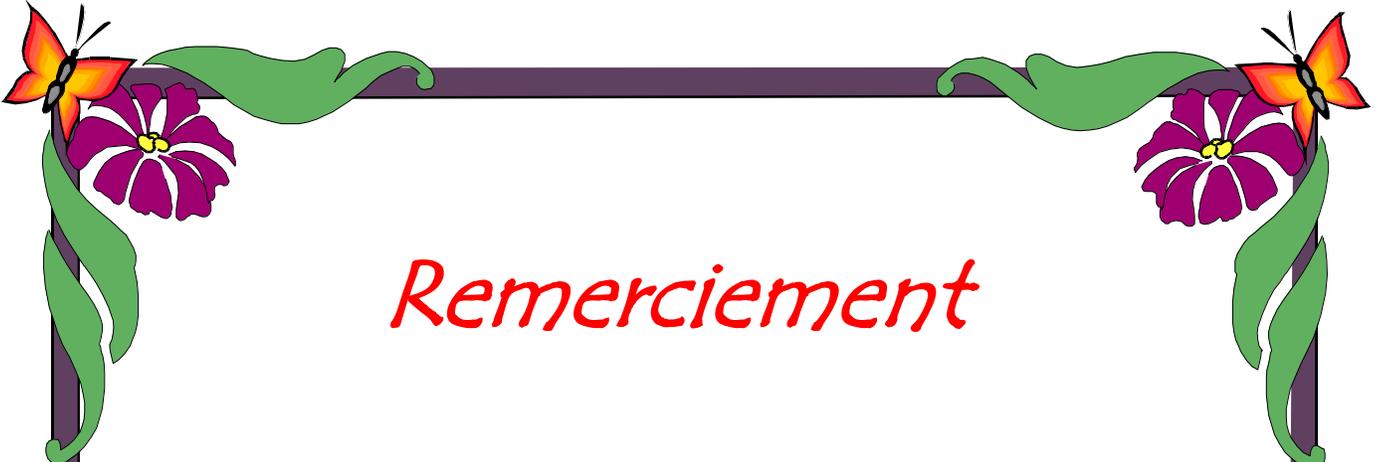
Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom

signature

Dr BELHADI. A

Cachet et signature



Remerciement

*Au terme de cette étude, nous tenons à remercier le **Bon Dieu** qui nous a donné le courage, la volonté, et le pouvoir d'aller jusqu'au bout et de ramener ce modeste travail à son point ultime.*

*Nous tenons tout d'abord à remercier Dr **KECIR.A** notre enseignante, et promotrice au département de gisement pétrolier et minières, qui nous a prêtée une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagée sa effort et sa savoir pour nous apporter de l'aide, la plus précieuse et nous faire découvrir les secrets de la géologie.*

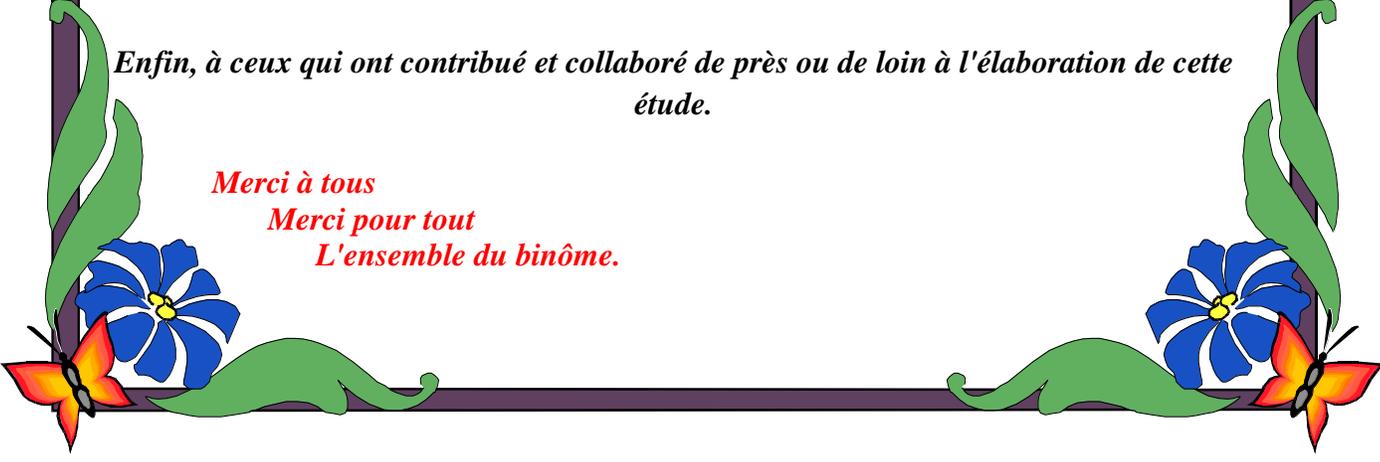
*Nous tenons à témoigner toute notre profonde reconnaissance et tous nos remerciements les plus sincères, les plus chaleureux et les plus vifs à monsieur **CHAOUCHI Rabah** le chef de département de gisement pétrolier et minier, d'avoir fait tout son possible pour nous aider et nous orienter vers le bon chemin pour que nous réalisons un bon travail.*

*Nous remercions vont également à tout le personnel du département du bassin d'Illizi notamment **Mr ALI ZEMOUK, Mr ABDELNOUR, Mr NABIL, Mr YACINE**, sans oublier le chef département monsieur **BELAAMBRI** et tous les gens du direction **EXPLO**, et le **CRD** pour leur sympathie, leur gentillesse, leur disponibilité, et leur encouragement le long de notre stage.*

*On ne peut s'arrêter là, sans évoquer tout le corps enseignants du département de gisement pétrolier et minières : **BENAYAD.S, ASSES .A, ZELLOUF K, SAADAOUI M, LOUMLK** puisque grâce à eux nous n'avons eu aucune difficulté à combler nos lacunes théoriques et à satisfaire notre curiosité scientifique.*

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

***Merci à tous
Merci pour tout
L'ensemble du binôme.***



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail aux personnes qui me sont les plus chères sur cette terre : Ma Mère et mon Père.

A mes très chers frères : Mchammed, Salah eddine, Yacine.

A toute ma famille à Ouargla et Djelfa.

A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir et en particulier :

*RR est team, HIZEB L.M.A.R.R.O.U.T,
D.F.R. R.O.O.M 336, Amanni, Refa, Syaeh, The
Alien, Alla, Mch Daha, Housseem, Fournisseur Amer, 3
Musketeers, Meghaouri, mezzaouja, sans oublié Sido,*

A mon binôme Bahadi et toute sa famille.

A tous ceux que j'aime.

Ahmed

Dédicaces

*Merci Allah de m'avoir donné la capacité d'écrire et de réfléchir, la force
d'y croire, la patience d'aller jusqu'au bout du rêve et le bonheur de lever
mes mains vers le ciel et de dire « El hamdou li Allah »*

*Je dédie ce modeste travail à celle qui m'a donné la vie, le symbole de tendresse,
à ma Mère. A mon Père qui s'est sacrifié pour mon bonheur et ma réussite.*

A mes très chers frères et sœurs. A toutes mes tantes et oncles, cousins et cousines.

A toute ma grande famille.

A mes chères amies chacun à son nom

A tous les étudiants en 2^{ème} master géologie pétrolière de la faculté des hydrocarbures

et de la chimie de Boumerdes.

A tous ceux qui me sont chères.

A tous ceux qui m'aiment. A tous ceux que j'aime.

ABDEL HADI

Sommaire

Introduction générale

Chapitre I : Généralité

I.1 Généralités sur le bassin d'Ilizi	1
I.1.1 Introduction	1
I.1.2 Situation géographique du bassin d'Ilizi.....	2
I.1.3 Situation géologique du bassin d'Ilizi	3
I.1.4 Historique de l'exploration du bassin d'Ilizi	4
I.1.5 Aspect stratigraphique	6
I.1.5.1 Le Paléozoïque	6
I.1.5.2 Le Mésozoïque.....	9
I.1.5.3 Le Cénozoïque	9
I.1.6 Aspect structural	12
I.1.6.1 Principaux éléments structuraux	12
I.1.6.2 Les différentes phases tectoniques.....	14
I.1.7 Aspect pétrolier	19
I.1.7.1 Roche mère	19
I.1.7.2 Roche réservoir	19
I.1.7.3 Roche couverture	19
I.1.7.4 Les piège d'hydrocarbures	19
I.2 Présentation de la région d'étude	21
I.2.1 Introduction	21
I.2.2 Contexte géographiques et géologique.....	22
I.2.2.1 Situation géographique	22
I.2.2.2 Situation géologique	22
I.2.3 Historique de la région	22
I.2.4 Aspect structural	23
I.2.5 Aspect stratigraphique	25
I.2.5.1 Cambrien.....	25
I.2.5.2 Ordovicien.....	25

Chapitre II : Approche Sédimentologique

Introduction	27
II.1 Rappels.....	27
II.1.1 Les environnements glaciaires	27
II.1.2 Eléctrofaciès	29
II.1.3 Définition des différents lithofaciès	29
II.2 Présentation des réservoirs Cambro-Ordovicien	31
II.3 Description lithologique des réservoirs Cambro-Ordoviens de la région d'étude	32
II.3.1 Unité II	32
II.3.2 Unité III.....	33
II.3.3 Rappels sur les paléovallées	35
II.3.4 Unité IV.....	37
II.4 Interprétation de la coupe géologique.....	40
II.5 Interprétation des profils de la corrélation diagraphique	41
Conclusion	48

Chapitre III : Caractérisation pétrophysique

Introduction	49
III .1 Rappels	49
III.1.1 Définition de la porosité	49
III.1.2 Définition de la perméabilité	50
III.1.2.1 La perméabilité (K).....	50
III.1.3 La relation entre la porosité et la perméabilité	51
III.2 Méthodologie.....	53
III.2.1 Calcul de moyenne de la porosité	53
III.2.2 Calcul de la moyenne de la perméabilité	53
III.2.3 Traitement des données géologiques	53
III.3 Interprétation des cartes en iso-valeurs de l'unité IV.....	55
III.3.1 Interprétation des paramètres géologiques.....	56
III.3.2 Interprétation des paramètres pétrophysiques.....	59
IV. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques.....	62

IV.1 Histogrammes de la porosité	62
IV.2 Histogrammes de la perméabilité	66
IV.3 Corrélation entre la porosité et la perméabilité	70
IV.4 Profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV	73
Conclusion:	80

Chapitre IV : Estimation des réserves

Introduction	81
IV.1 Classification des réserves d'huile et de gaz	81
IV.1.2 Réserve en place prouvée	82
IV.1.3 Réserve récupérable prouvée	82
IV.1.4 Réserve probable	82
IV.1.5 Réserves possible.....	82
IV.2 Classification des réserves de la région d'étude.....	82
IV.3 Evaluation des réserves	83
IV.3.1 Détermination des différents paramètres	84
IV.3.1.1 Délimitation du gisement	84
IV.3.1.2 Calcul de la surface de la zone à hydrocarbure.....	84
IV.3.1.3 Calcul du coefficient de porosité ouverte	84
IV.3.1.4 Calcul de l'épaisseur effective gazifière.....	85
IV.3.1.5 Coefficient moyen de saturation	85
IV.3.1.6 Coefficient de recalcule	86
IV.3.1.7 Coefficient de récupération	86
IV.3.2. Principe du calcul selon le Pétrel	87
IV.3.2.1 Méthodologie	87
IV.3.2.2 Résultats	95
IV.3.4 Résultats d'après SONATRACH	96
IV.3.5 Comparaison	96
IV.3.6 Interprétation	97
Conclusion	97

Conclusion générale

Bibliographie

Liste des figures

Chapitre I : Généralité

Figure I.1: Contexte régional du bassin d'Illizi (Document SONATRACH).....	1
Figure I.2: Situation du bassin d'Illizi à l'échelle régional (Document SONATRACH)	2
Figure I.3 : Carte géologique (Document SONATRACH, 1990).....	3
Figure I.4: Log stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi.	10
Figure I.5: Coupe géologique Nord-Sud du bassin d'Illizi (Document SONATRACH , 2005).....	11
Figure I.6: Schéma structural du bassin d'Illizi.(Document SONATRACH/CRD, 2005).14	
Figure I.7: Coupe géologique Est-Ouest du Sahara Sud-Est (Document SONATRACH, 2005).....	20
Figure I 8: Plan de position du permis d'In-Amenas	21
Figure I 9: Schéma structural périmètre In Amenas (Document SONATRACH).....	24
Figure I.10: Log stratigraphique et lithologique synthétique du permis In Amenas,.....	26

Chapitre II : Approche Sédimentologique

Figure II. 1: Structure schématique d'un glacier.	31
Figure II. 2: Identification des facies de l'unité II du puits ISNO-3 (Document Sonatrach, 2016).....	36
Figure II. 3 : Identification des facies de l'unité II du puits ISSE-1	37
Figure II. 4: Identification des facies de l'unité III du puits NIA-4.....	38
Figure II. 5: Coupe géologique à travers le Cambro-Ordovicien entre INAC-1 et ISSE-1 montant le même modèle géologique de paléorelief (Document Sonatrach, 2012).....	39
Figure II. 6: Présentation de l'Unité IV-2 sur carottes (puits NIA-4).....	40
Figure II. 7 : Présentation de l'unité IV-2 sur carottes (puits ISSW-1).	41
Figure II. 8: Présentation de l'unité IV-2 sur carottes (puits NIA-4).....	41
Figure II. 9: Coupe géologique schématique passant par les puits (ISEN-2, INAC-1, INA-2, INAS-1), montrant les dépôts du Cambro-Ordovicien dans la zone d'étude.	42
Figure II. 10 : Profil de corrélation diagraphique NE-SW montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien	45

Figure II. 11 : Profil de corrélation diagraphique NW-SE montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien	46
Figure II. 12 : Profil de corrélation diagraphique E-W montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits ISSW-1, TIDW-1, INA-2, INAS-1 ...	47
Figure II. 13 : Profil de corrélation diagraphique N-S montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits ISEN-1, ISEN-3, ISNO-2, ISNO-3, ISSE-1, ISSW-1	48
Figure II. 14 : Profil de corrélation diagraphique N-S montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien	49

Chapitre III : Caractérisation pétrophysique

Figure III. 1 : Les différents types de réservoirs selon la relation porosité-perméabilité ...	52
Figure III. 2 : Carte de positionnement des puits dans la région d'étude.	55
Figure III. 3 : Carte en isobathe de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien.....	57
Figure III. 4 : Carte en isopaque de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien.....	58
Figure III. 5 : Carte en isoporosité de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien.....	60
Figure III. 6 : Carte en isoperméabilité de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien ...	61
Figure III. 7 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISEN-2	63
Figure III. 8 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISEN-1	64
Figure III. 9 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISSE-1	64
Figure III. 10 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISNO-1	65
Figure III. 11 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits INAC-1	65
Figure III. 12 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISEN-2	67
Figure III. 13 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISEN-1	68
Figure III. 14 : Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISSE-1	68
Figure III. 15 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISNO-1	69
Figure III. 16 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits INAC-1.....	69
Figure III. 17 : Corrélacion entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-2	71
Figure III. 18 : Corrélacion entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-1	71
Figure III. 19 : Corrélacion entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISSE-1.....	72

Figure III. 20 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISNO-1	72
Figure III. 21 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits INAC-1	73
Figure III. 22 profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-2	75
Figure III. 23 : profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-1	76
Figure III. 24 : profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISSE-1	77
Figure III. 25 : profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISNO-1	78
Figure III. 26 : profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits INAC-1	79

Chapitre IV : Estimation des réserves

Figure IV. 1 : Délimitation du gisement INAO-1	87
Figure IV. 2 :Premier étape figure l'input.....	87
Figure IV. 3 :Deuxième étape du calcul de surface.	88
Figure IV. 4 : Résultat de calcul de la surface.	88
Figure IV. 5 :Les étapes suivi pour la réalisation du surface au toit et au mur du réservoir.	89
Figure IV. 6 : L'établissement de la surface	90
Figure IV. 7 : Etablissement d'un modèle de grid en 3D	91
Figure IV. 8 Model de grid en 3D	92
Figure IV. 9 Premier étape de Configuration des paramètres du réservoir	92
Figure IV. 10 Deuxième étape de configuration des paramètres pour le calcul du volume	93
Figure IV. 11 :Troisième étape de configuration du paramètres pour le calcul du volume.	93
Figure IV. 12 :Constants utilisées pour le calcul du volume.....	94
Figure IV. 13 : Formules utilisées pour le calcul de volume.....	94

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralité

Tableau I. 1: Phases tectoniques majeures reconnues dans la plateforme saharienne (Bou djemâa ,1987). 18

Chapitre IV : Estimation des réserves

Tableau IV. 1 : tableau récapitulatif des paramètres de calculs..... 86

Tableau IV. 3 : Le volume obtenu de chaque puits et le volume totale du réserve (théoriquement) 95

Tableau IV. 4 : Le volume obtenu de chaque puits et le volume totale du réserve (D'après Sonatrach) 96

Tableau IV. 5 : Comparaison entre les résultats des réserves récupérables obtenus d'après Sonatrach et dans le cas théorique 96

Tableau IV. 6 : Tableau de comparaison entre les paramètres de calcul 97

Introduction générale

Le bassin d'Illizi est l'un des bassins qui renferment le plus grand volume d'hydrocarbure dans la plate-forme saharienne, Il recouvre une superficie de 108 424 km², il fut le siège d'une sédimentation importante essentiellement durant le Paléozoïque et le Mésozoïque.

Tous les réservoirs sont gréseux ou sableux, leurs profondeurs varient de centaines de mètre à 3000 m, et renferment une quantité importante d'hydrocarbures le long des structures anticlinaux de direction NE-SW.

Dans le cadre de la recherche et prospection des hydrocarbures, l'ensemble des travaux ont été accés vers l'exploitation sur les flancs des structures anticlinaux; notre étude concerne l'unité IV d'IN ISSANE, partie centrale de la région In Amenas.

Nous avons été affectés à SONATRACH Division Exploration, Boumerdès, où il nous a été proposé un sujet ayant pour but "la caractérisation qualitative et quantitative du réservoir Cambro-Ordovicien de gisement d'IN Issan région d'In Amenas". A cet effet, notre étude sera axée sur les parties suivantes :

- Donner un aperçu géologique du bassin d'Illizi ainsi que la zone d'étude (In Amenas II).
- Une approche sédimentologique pour mieux comprendre les lithofaciès ainsi que leurs environnements de dépôt du réservoir étudié et de délimiter les différentes sous unités.
- Une caractérisation pétrophysique de l'unité IV afin d'évaluer sa qualité réservoir (établissement et interprétation des cartes en iso-valeurs, des histogrammes et des profils de porosité et de perméabilité en fonction de la profondeur).
- un essai de calculer les réserves de l'unité IV à l'aide du software de Schlumberger (le Pétrel v 2013).

Et enfin une conclusion générale et recommandation.

I.1 Généralités sur le bassin d'Ilizi

I.1.1 Introduction

Le bassin d'Ilizi (**Fig. I.1**), d'une superficie de 108 424 km², est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23.7 %. On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah.

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

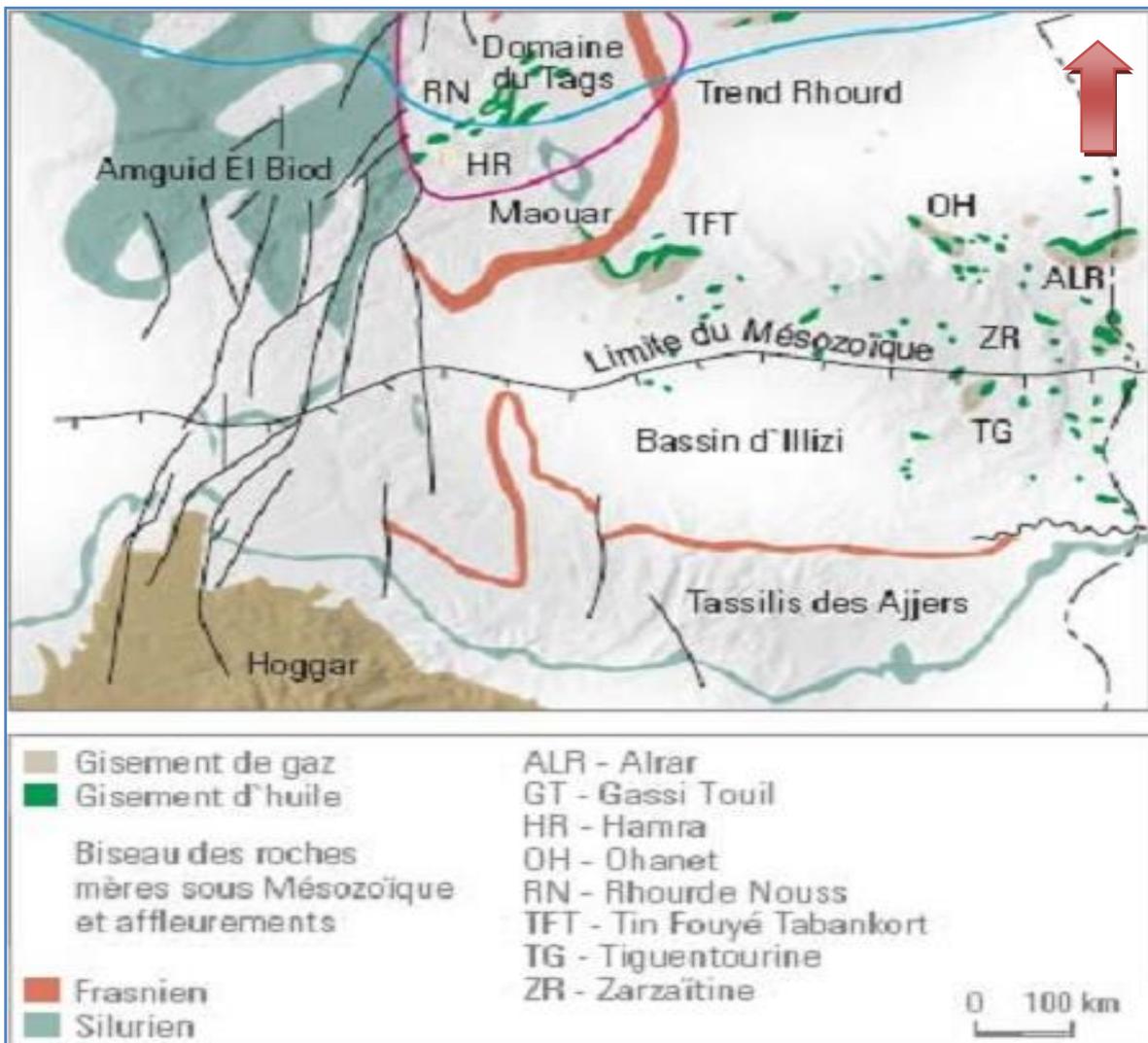


Figure I.1: Contexte régional du bassin d'Ilizi (Document SONATRACH)

I.1.2 Situation géographique du bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien. Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie et se situe entre les longitudes 6°E et 10°E et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N (Fig. I.2). Il est limité :

Au Nord : par le bassin de Berkine, où la limite entre les bassins d'Ilizi et Berkine correspond à une remontée du socle connue sous le nom du mole d'Ahara.

A l'Est : par le mole de Tihemboka, situé près de la frontière Algéro-Libyenne, il sépare le bassin d'Ilizi du bassin de Hamra (Libye).

Au Sud : par le massif du Hoggar.

A l'Ouest : la dorsale d'Amguid-Elbioud le sépare du bassin du Mouydir.

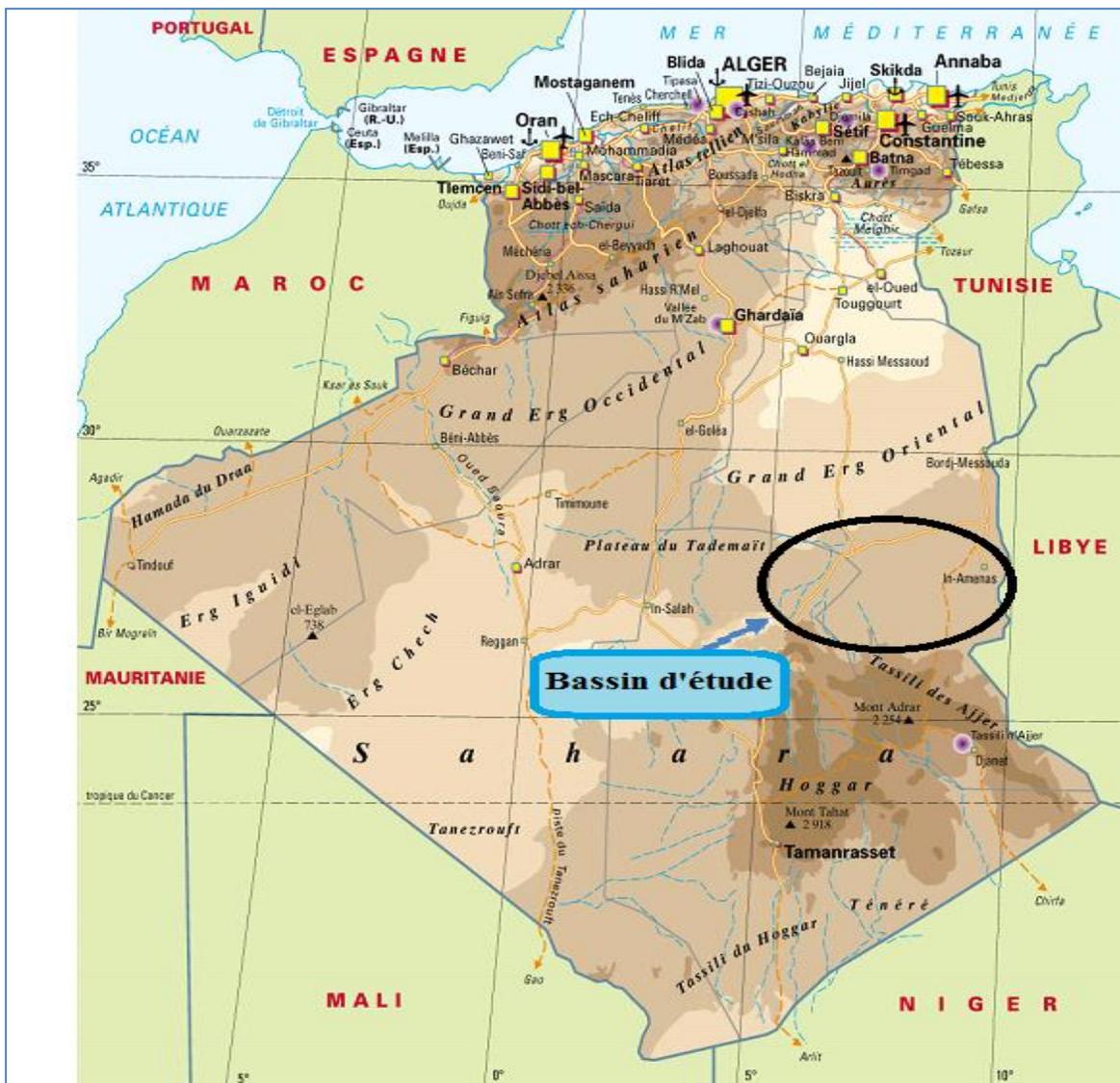


Figure I.2: Situation du bassin d'Ilizi à l'échelle régionale (Document SONATRACH)

I.1.3 Situation géologique du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi fait partie de la synclise Est algérienne. Il est limité par les môles d'Ahara au Nord, Tihemboka à l'Est, Amguid ElBiod à l'Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud (**Fig. I.3**).

La série stratigraphique du bassin comprend des terrains d'âge Paléozoïque et d'âge Mésozoïque à Cénozoïque qui affleurent, respectivement, dans sa partie méridionale et dans sa partie septentrionale.

Tectoniquement, les accidents qui ont affecté ce bassin présentent des directions d'orientations NE-SW et NW-SE. Les principaux éléments structuraux qui le caractérisent sont :

- Le môle d'Ahara, au Nord de direction E-W,
- La voûte de Tin-Fouyé, dans la partie Nord-Ouest
- Le môle de la Tihemboka à l'Est.

D'une manière générale, la dépression centrale d'Illizi s'individualise entre le môle d'Amguid ElBiod à l'Ouest et le môle de Tihemboka à l'Est.

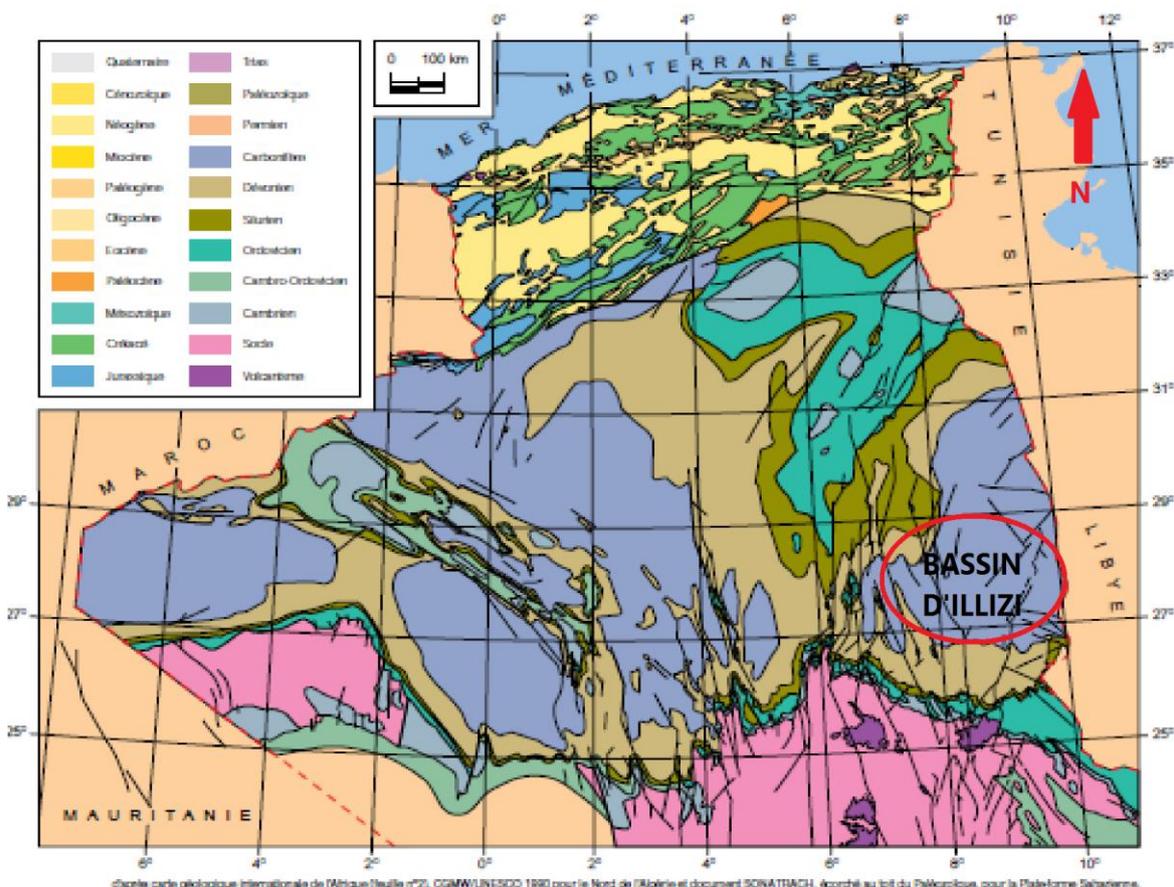


Figure I.3 : Carte géologique (Document SONATRACH, 1990)

I.1.4 Historique de l'exploration du bassin d'Illizi

Les premières esquisses géologiques réalisées dans les bassins de la plateforme saharienne ont été faites grâce aux efforts louables des géologues universitaires suivants : C.KILIAN (1922, 1923, 1931) d'abord et J.FOLLOT (1952), LELUBRE (1952). C.KILLIAN est le premier géologue qui a décrit les formations Paléozoïques au Sud du bassin d'Illizi dans le massif du Hoggar.

Ce sont les Italiens DESIO (1936), ROSSI (1939) et le Français C.KILLIAN (1925) qui ont établi les bases de données sur le bassin d'Illizi et de Berkine.

Les géologues de la SNREPAL effectuèrent les premiers travaux géologiques des bassins sédimentaires en réalisant les premiers levés de terrain en novembre 1946. Par la suite, une vaste campagne de gravimétrie débuta à la fin de 1948 dans la partie septentrionale du Sahara.

Les premières demandes de permis de recherche pétrolière furent déposées en 1950 par la société SNREPAL et la compagnie CFPA. Il est à noter que les premiers essais d'investigation par sismique réflexion eurent lieu en 1951.

Après l'échec de ces derniers, la SNREPAL confia une large campagne de sismique réfraction en 1951 à la CGG ; les résultats furent positifs et servirent de base à l'implantation des premiers sondages stratigraphiques.

A cette période, on assiste à la découverte des champs géants d'huile de Hassi Messaoud en 1956 et de gaz de Hassi R'mel en 1956, situés respectivement sur le môle d'Amguid et le bassin d'Oued Mya.

La période entre 1956 et 1962 a été marquée par les découvertes des principaux gisements dans le bassin d'Illizi par des méthodes géophysiques (gravimétrie, magnétométrie, sismique réfraction) et géologiques de terrain. L'effort s'est traduit par la découverte de 40 gisements dont les plus importants sont : Edjeleh, Zarzaitine (huile), Ohanet (huile), In Amenas (huile), etc.

Cette période a connu une grande activité de forage : près de 598 puits ont été forés, dont 152 puits d'exploration, 284 puits de développement et 162 puits d'extension. L'estimation des réserves initiales en place dans le bassin d'Illizi s'élèvent à environ :

- 735 .106 tonnes d'huile,
- 479.109 m³ de gaz
- 78.106 tonnes de condensât.

Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, de nouvelles techniques d'exploration ont été utilisées afin d'augmenter les chances de succès. De ce fait des compagnies mixtes ont été créées dans le cadre d'un accord Algéro -Français. En 1965, la SONATRACH et la SO PEFAL ont créé une nouvelle association dénommée SCOOP et chargée d'effectuer des opérations de recherche pétrolière en Algérie.

La période 1963 à 1970 est caractérisée par une forte activité d'acquisition sismique réflexion et une baisse dans le nombre de forages. Les principales découvertes réalisées durant cette période sont les suivantes : Tin Fouyé (huile et gaz), Tabankort (huile), Amassak, Stah (huile) et Tamanjelt.

Les réserves initiales estimées pour ces découvertes sont:

- 478. 106 tonnes d'huile,
- 344.109 m³ de gaz
- 54.106 tonnes de condensât.

Après les nationalisations en 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur qui mettra en évidence la découverte de nombreux petits gisements.

La période entre 1970 à 1980 a été marquée par une intense activité sismique (2D) avec l'acquisition d'environ 47000 Km. Des études aéromagnétiques et gravimétrique sont réalisées par la SONATRACH (1977 -1978). Durant cette période, 325 puits ont été forés, dont 51 puits d'exploration, 243 puits de développement et 31 puits d'extension . Le résultat de ces travaux s'est concrétisé par la découverte de deux gisements (Mereksen et Dimeta sont les plus importants).

Les réserves initiales sont estimées à :

- 108 106 tonnes d'huile,
- 84.109 m³ de gaz
- 16.106 tonnes de condensât.

L'exploration pétrolière chute sensiblement entre 1981 à 2008 malgré un effort remarquable en sismique (2D) pendant la période précédente. Seulement 80 puits d'exploration ont été forés dont 30 furent positifs, soit un taux de succès de 40%. L'ouverture du domaine minier algérien (Exploration et Production des hydrocarbures) avec l'avènement de la loi 86-14 a permis à beaucoup de compagnies pétrolières internationales d'investir en Algérie.

Parmi les compagnies présentes actuellement en Algérie on note :

CEPSA, TOTAL, ANADARKO, REPSOL, PETROCANADA, BRITISH PETROLEUM (BP), AGIP, MEDEX, etc.

L'exploration dans le bassin d'Illizi a permis la collette d'un volume important de données sismiques (2D, 3D) et de forages. Globalement, 90.000 Km de sismique (2D) ont été réalisés et environ 1800 puits, toutes catégories confondues, ont été forés. Parallèlement, de nombreuses études géopétrolières sur le bassin d'Illizi ont été effectuées par différents spécialistes et notamment par les compagnies pétrolières internationales.

I.1.5 Aspect stratigraphique

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

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires. La série stratigraphique type du bassin d'Illizi est épaisse de plus de 3000 m (**Fig. I.4**).

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains Paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries Paléozoïques Tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963) et Biju-Duval et Al (1963,1971) (**Fig. I.5**).

I.1.5.1 Le Paléozoïque

I.1.5.1.1 Le Cambrien

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

- ***L'unité I*** : (conglomérats d'El Moungar) épaisse de 300 m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques. C'est une série très localisée qui représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne Panafricaine.
- ***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 stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec

des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

1.1.5.1.2 L'Ordovicien

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

- ***L'unité III-1*** : son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratifications obliques et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbation, 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 et elle est constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux et alternant avec de rares passées d'argilite. Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- ***L'unité IV*** : son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :
 - ***L'unité IV-2*** : qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés.
 - ***L'unité IV-3*** : appelée dalle terminale ; elle est essentiellement gréseuse.

1.1.5.1.3 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 argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.
- ***Zone de passage (unité M)*** : formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternance des grès, d'argile et de silt ; les grès sont fins à moyens à stratifications obliques.

- **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6** : il s'agit de grès fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- **Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6** : son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de 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.

1.1.5.1.4 Le Dévonien

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

- **La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6** : d'âge Siégénien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grès fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- **Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6** : d'âge Siégénien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances des grés et d'argile 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.
- **Le dévonien moyen et supérieur** : correspondent aux séries de Tin-Meraset de Gara Mas Melouki et ne sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2 appelé formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grès fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre de 40 à 70 m.

1.1.5.1.5 Le Carbonifère

Dans le bassin d'Illizi 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 et 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 et
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

I.1.5.1.6 Le Permien

Il est totalement érodé par les mouvements hercyniens qui affectent même le Carbonifère supérieur dans certains endroits.

I.1.5.2 Le Mésozoïque

Il repose en discordance majeure sur le Paléozoïque, avec une épaisseur variable du Sud vers le Nord.

I.1.5.2.1 Le Trias

Connu sous le nom de Zarzaitine inférieur, composé de grès fins à grossiers à quelques passées d'argiles.

I.1.5.2.2 Le Jurassique

Le Lias et le Dogger correspondent respectivement aux Zarzaitine moyen et supérieur composés d'argiles, de grès fins à grossiers et des carbonates, tandis que le Malm correspond à la série de Taouratine inférieure composée de grès fins à moyens.

I.1.5.2.3 Le Crétacé

D'épaisseur d'environ de 500 à 600 m, composé par une alternance de grès fins à moyens à la base et de carbonates au sommet.

I.1.5.3 Le Cénozoïque

Les dépôts Tertiaires, relativement réduits, n'affleurent qu'au Nord-Ouest du bassin au niveau de Hamada de Tinhert. L'ensemble est recouvert par des sables désertiques Quaternaires constituant : l'erg Issaouane Nord Tifernine, l'erg Issaouane Nord Irrarene et l'erg Bourarhet.

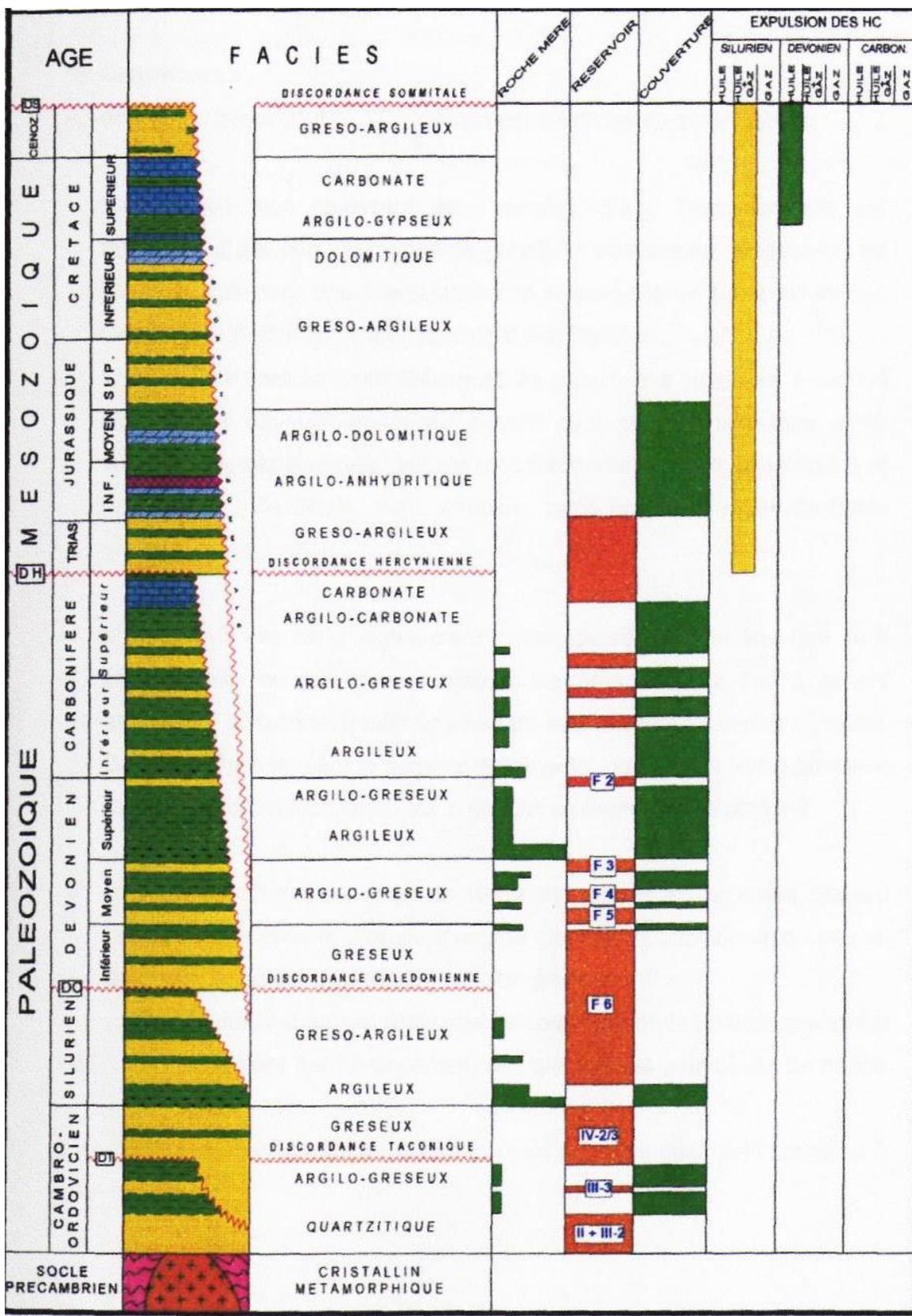


Figure I. 4: Log stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi. (Rapport SONATRACH, 2000).

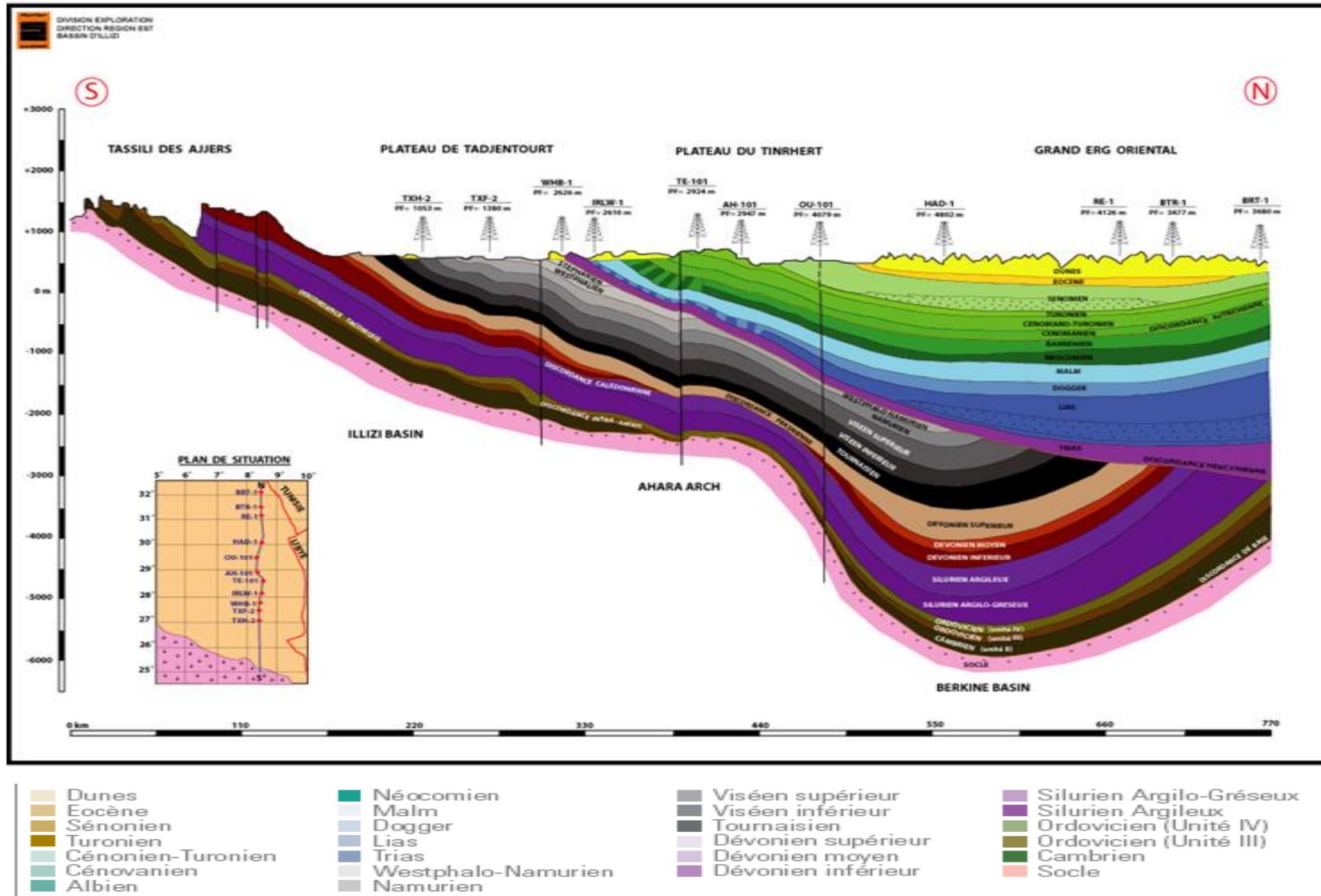


Figure I. 5: Coupe géologique Nord-Sud du bassin d’Illizi (Document SONATRACH , 2005)

I.1.6 Aspect structural

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plate-forme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins infra-cratoniques 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 (Algérie).

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'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart Panafricains (600 Ma).

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.

I.1.6.1 Principaux éléments structuraux

Le bassin d'Illizi est constitué des éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession des dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est (**Fig I.6**):

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

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sont accompagnés par des failles importantes dues à la réactivation de failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents Panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin.

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

- ***A l'ouest, la région d'Amguid El Biod*** : comprise entre les dépressions Oued Mya, Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux d'Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.
- ***Au centre*** : le bassin d'Illizi proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E-W ; celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accident correspondant au trend de Fadnoun.
- ***A l'Est*** : le môle de Tihemboka s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent de la précédente) et est caractérisé par trois directions de failles :
 - Méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs,
 - NW-SE à WNW-ESE
 - NE-SW pour les accidents secondaires.

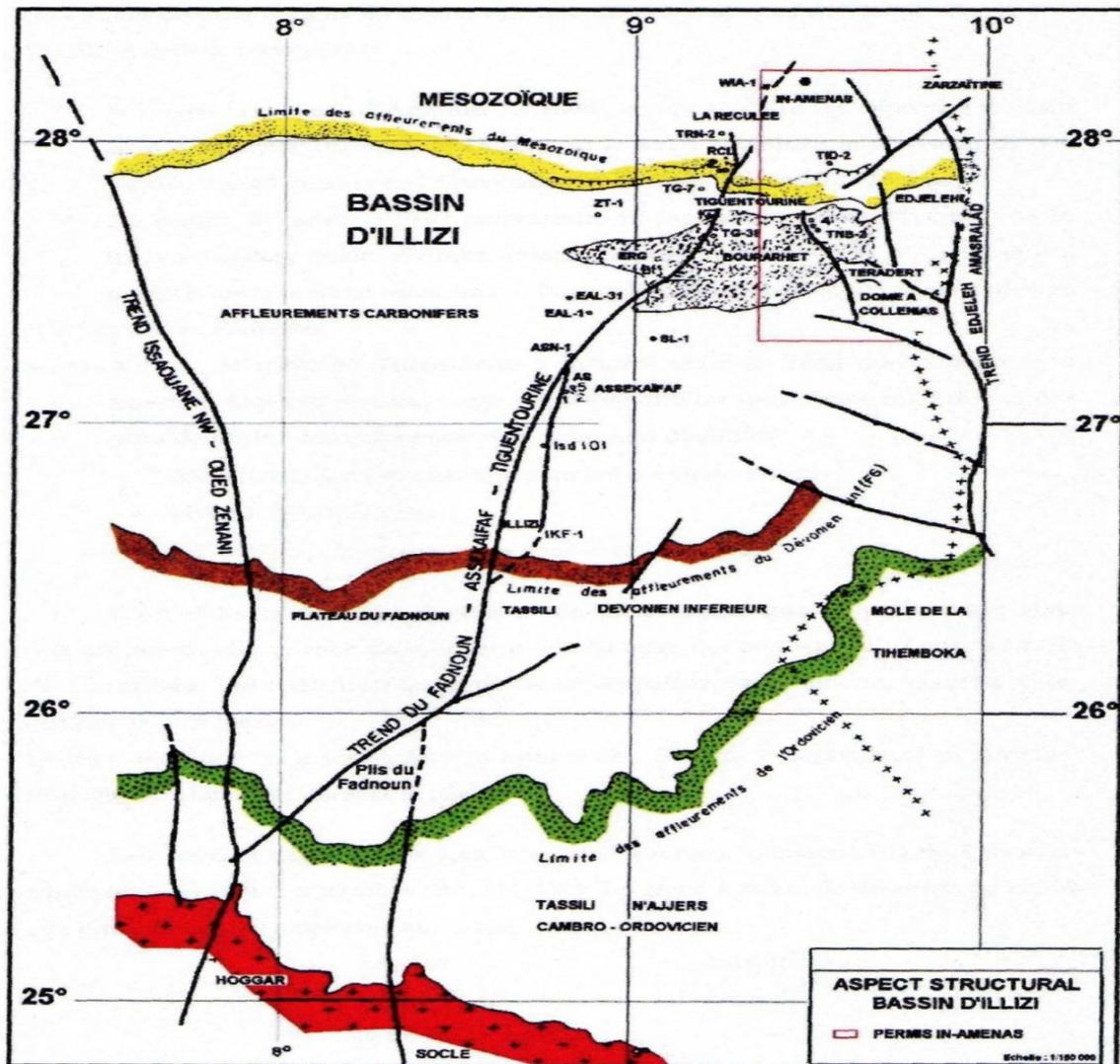


Figure I. 6: Schéma structural du bassin d'Ilizi. (Document SONATRACH/CRD, 2005).

I.1.6.2 Les différentes phases tectoniques

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) : phase Pyrénéenne.

Ces différentes phases tectoniques (compressives et distensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

(Tableau I.1)

1.1.6.2.1 Événements tectoniques anté-Hercyniens

➤ **La phase Panafricaine**

Elle s'est déroulée entre 600-500 Ma en créant la chaîne panafricaine, par collision du paléocontinent de l'Ahaggar contre le craton Ouest-Africain. La fin de cette phase correspond à une pénéplanation de cette chaîne et au début de l'histoire cratonique de la plateforme saharienne. Le trait structural caractéristique du substratum Pré-Cambrien est représenté par les grands accidents subméridiens. Ces accidents ont joué à plusieurs reprises durant l'histoire Paléozoïque et Mésozoïque du bassin et contrôlent les éléments structuraux.

Durant le Cambro-Ordovicien, une phase de distension mineure a eu lieu, se traduisant par des variations d'épaisseurs et de faciès de part et d'autre des accidents majeurs du socle.

➤ **La phase Taconique**

Une importante discordance de ravinement glaciaire sépare la formation d'InTahouite ou Argilo-gréseux supérieur (AGS, unité III-3) du Complexe Terminal dénommé Formation de Tamadjert due à la phase Taconique qui s'est produite dans tout le Sahara. Les effets de cette phase, sont amplifiés par les glaciations Ordoviciennes. Ainsi, la discordance Taconique, suivie de l'érosion glaciaire, va façonner les bassins sahariens essentiellement méridionaux.

Dans le bassin d'Illizi, ces phénomènes ont engendré des érosions plus ou moins importantes selon les secteurs. Ces variations ont une ampleur d'érosions et sont influencées par l'architecture structurale héritée de la phase Taconique. Le façonnement de la topographie s'est effectué avant et au cours du dépôt du Complexe Terminal (Unité IV) par des érosions importantes qui ont affecté les séries Cambro-Ordoviciennes et atteignent souvent le socle. Dans ces vallées se déposeront les grès de bas niveau marin, surmontés par un niveau transgressif d'argiles micro-conglomératiques, et qui correspondent à l'unité IV-2. L'ensemble est scellé par le dépôt de la dalle terminale (Unité IV-3).

Dans la région d'étude, on reste dans le même système de paléovallée bien connue ailleurs, notamment au Sud-Est du bassin d'Illizi, la différence réside peut-être dans l'étendue de ces dépressions, beaucoup plus larges et aussi moins complexes dans le détail.

En sub-surface, l'effet de la structuration Taconique, ne peut être mis en évidence que par l'observation en sondage des dénivelées structurales dans les formations sous-jacentes.

➤ **La phase Calédonienne**

Elle se situe entre le Silurien et le Dévonien inférieur, ses manifestations sont observées au niveau du môle d'Ahara et du haut fond de Tihemboka, où cette phase a joué un rôle primordial dans leur mise en place. Des discordances et une importante érosion est observée durant cette période le long de ces zones hautes. C'est durant cette phase que le bassin d'Illizi s'est individualisé. On observe aussi une érosion et une interruption de la sédimentation Dévonienne le long de l'axe de Fadnoun.

➤ **La phase Frasnienne**

Elle est considérée comme une phase Calédonienne tardive et se traduit par un non dépôt de sédiments et une érosion profonde au niveau du môle d'Ahara (discordance Frasnienne).

1.1.6.2 Evénements tectoniques du cycle Hercynien

Deux phases tectoniques majeures ont eu lieu durant le Carbonifère, représentant les mouvements tectoniques Hercyniens qui terminent le cycle sédimentaire du Paléozoïque du bassin d'Illizi. Il s'agit de :

➤ ***La phase N 40° d'âge Viséen***

Cette phase précoce Hercynienne se situerait après le dépôt du Dévonien supérieur et au cours du Viséen. Elle interviendra sur la structuration des séries déposées antérieurement de la façon suivante (BEICIP, 1975) :

- Formation d'importantes structures le long d'accidents NW-SE favorables à la direction de compression N040.
- Jeu en décrochement le long des accidents méridiens et possibilité de création de plis d'entraînement dans la couverture.

Elle se traduit également par une érosion partielle des sédiments du Tournaisien-Viséen inférieur dans certaines structures locales du haut fond de Tihemboka.

➤ *La phase N 120*

La phase majeure Hercynienne d'âge Permien dont les effets structuraux sont les plus accusés résulte d'une compression régionale orientée N120 (Résultats structuraux, BEICIP, 1975). Les structures induites par cette phase, résultent d'un raccourcissement soit par compression soit par jeu en inverse le long des failles orientées elles même NE-SW.

La mise en place de telles structures se fait à la faveur d'une phase de serrage post-Carbonifère orientée NE-SW. Son influence sur les séries Paléozoïques sera :

- Maximum sur les failles NE-SW, avec formation de plis de la famille des structures d'Assekaïfaf.
- Relativement importante sur les grands accidents méridiens surtout si ceux-ci sont légèrement obliques vers le NE; le mouvement le long de ces failles pourra être à l'origine de grandes structures NS.

Lors de cette phase Hercynienne majeure, les grands accidents NNW-SSE qui parcourent la région d'étude ont joué en décrochement sénestre. Et, mis à part quelques plis d'entraînement dans la couverture, on ne peut prévoir une structuration intense le long de ces failles.

Par contre, l'association dans une zone d'intersection d'un accident subméridien avec un accident orienté SW-NE aurait pu jouer un rôle favorable. Le jeu en faille inverse de l'accident SW-NE et la création d'une structure associée sera favorisée par le mouvement en décrochement sur l'accident subméridien.

Tableau I. 1: Phases tectoniques majeures reconnues dans la plateforme saharienne (Bou djemâa ,1987).

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Silur-Devonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	<u>Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka , Ahara).</u>
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	<u>Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara).</u> Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	<u>Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi).</u> Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE 	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)	N-S 	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

I.1.7 Aspect pétrolier

Un système pétrolier est défini par la roche mère, le réservoir et la roche couverture sans oublier le facteur de temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation par rapport à celui de la formation du piège.

I.1.7.1 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'Illizi sont les argiles du Silurien et du Frasnien ; celles de l'Ordovicien (argiles d'Azzel et d'El Gassi) sont considérées ainsi comme roches mères mais à potentiel très faible.

I.1.7.2 Roche réservoir

Dans le bassin d'Illizi les réservoirs sont:

- Les grès du Cambrien.
- Les grès et grès quartzitiques de l'Ordovicien.
- Les grès du réservoir F6 (Dévonien inférieur - Silurien supérieur) ; ce niveau couvre l'essentiel de la plate-forme 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.1.7.3 Roche couverture

Dans la plate-forme saharienne les roches couvertures varient en âge et faciès, les plus anciennes sont de l'Ordovicien. Celle du Trias et Lias à séries argilo-évaporitiques présentent des qualités remarquables.

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

I.1.7.4 Les pièges d'hydrocarbures

Ce sont des emplacements naturels favorisant l'accumulation des hydrocarbures et empêchant leur migration à nouveau. Dans les pièges, la température et la pression sont plus basses que celles de la roche mère. On distingue six types de piège : structural, stratigraphique, mixte, hydrodynamique, barrière de perméabilité et de diapirisme.

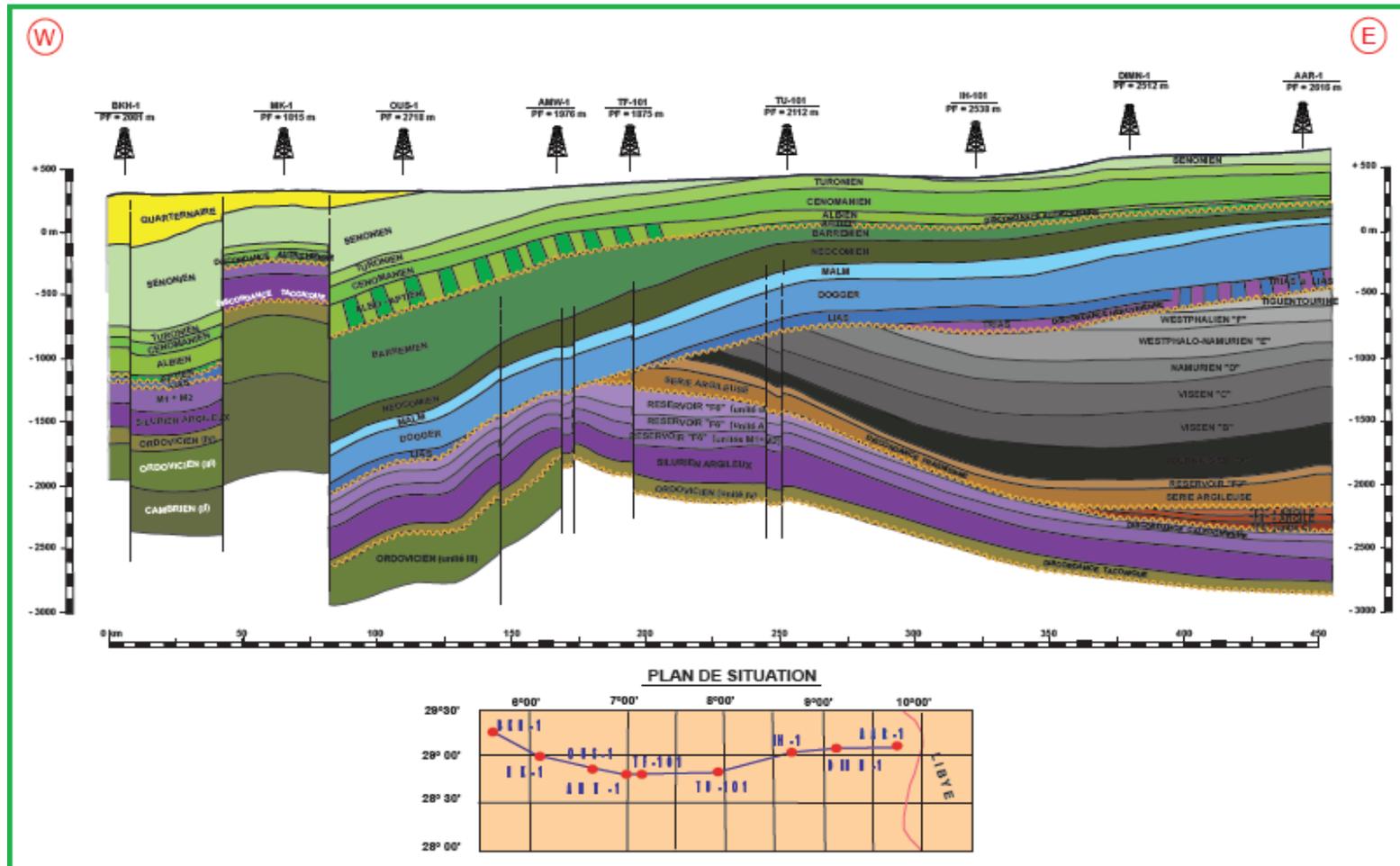


Figure I. 7: Coupe géologique Est-Ouest du Sahara Sud-Est (Document SONATRACH, 2005).

I.2 Présentation de la région d'étude

I.2.1 Introduction

Le périmètre In-Amenas représente la grande partie productive du bassin d'Illizi. Administrativement, il fait partie de la wilaya d'Illizi ; il regroupe les blocs (233a, 234b, 240b, 241b) et couvre une superficie 4841,64 km². Notre étude est basée sur le résultat de 16 puits forés dans la région d'In Amenas (**Fig. I.8**).

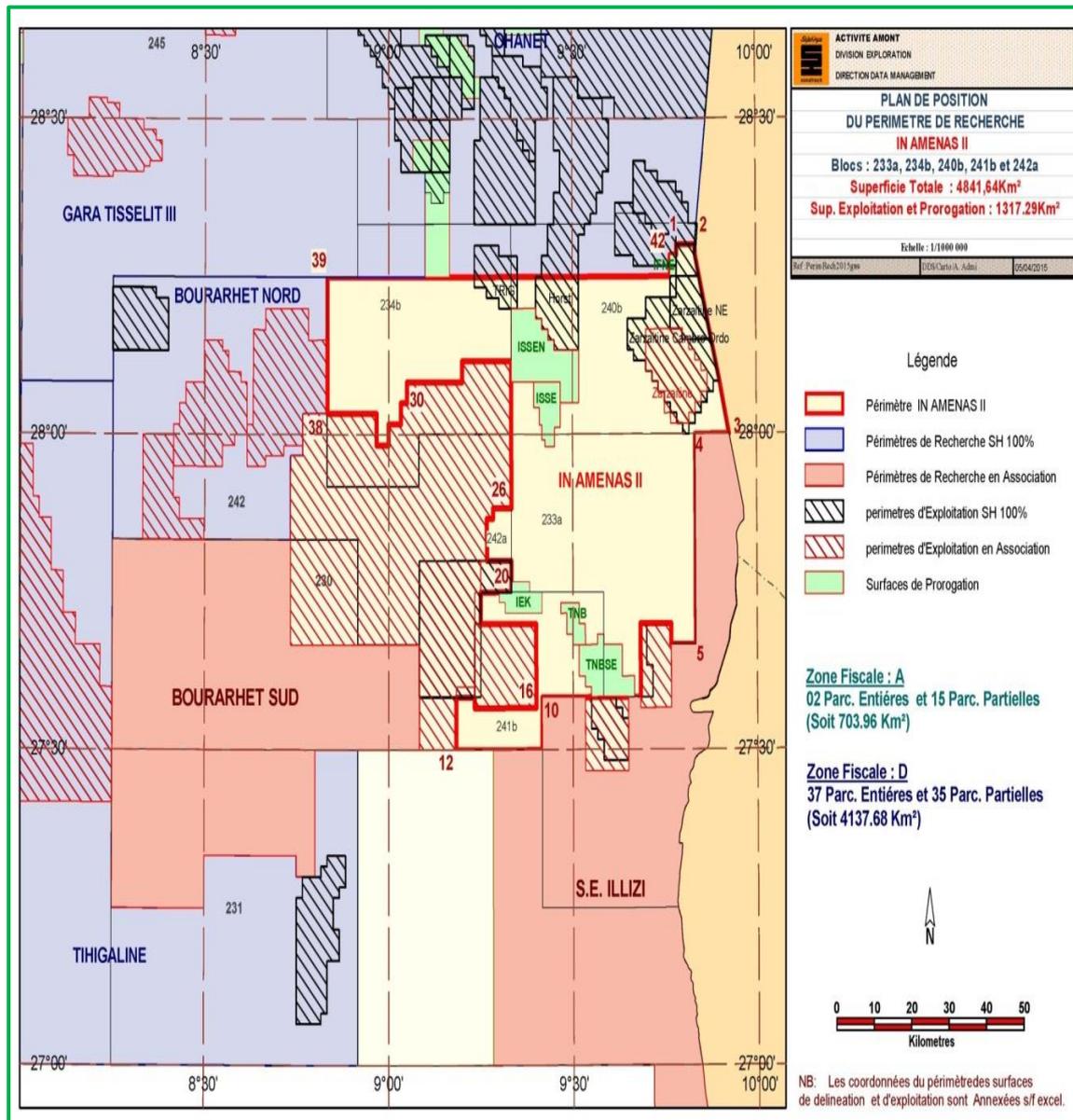


Figure I. 8: Plan de position du permis d'In-Amenas
(Document SONATRACH, 2015).

I.2.2 Contexte géographiques et géologique

I.2.2.1 Situation géographique

Ce périmètre est situé au Sud-Est du bassin d'Illizi, plus précisément sur les abords Ouest de la mole de la Tihemboka, approximativement compris entre les latitudes 28°15' au Nord et 27°15' au Nord et les longitudes 9°05' à l'Ouest. Il est limité par :

- la frontière Algéro-Libyenne à l'Est,
- les Tassilis au Sud
- la région de Tinhert au Nord
- Bourarhet à l'Ouest.

I.2.2.2 Situation géologique

Le périmètre de recherche In Amenas est localisé sur la zone d'affleurement du Carbonifère. Il est représenté par le mole de la Tihemboka, limité par :

- Le trend du Fadnoun à l'Ouest, qui s'étend du Hoggar à Mereksen, d'orientation NE-SW.
- Le trend d'Edjeleh-Amasralad N-S, contre lequel viennent buter des accidents NW-SE.

La couverture sédimentaire varie de 2700 m à 2900 m d'épaisseur. Elle est constituée par des ensembles lithostratigraphiques du Paléozoïque et du Mésozoïque et comprend les termes allant du Cambrien au Crétacé.

La série argilo-gréseuse du Paléozoïque repose en discordance majeure sur le socle Panafricain ; elle est recouverte à son tour en discordance par la série Mésozoïque.

I.2.3 Historique de la région

La recherche pétrolière dans cette région a débuté vers les années 1955/1956 par les forages des structures visibles en surface telle que la structure d'Edjeleh qui a été mise en évidence par la photogéologie et dont le forage a rencontré des hydrocarbures liquides dans le Carbonifère. Cette découverte a encouragé les différentes sociétés pétrolières qui ont réalisé un nombre important de forages dans ce périmètre.

La découverte d'Edjeleh a été suivie en 1957 par celle de Zarzaitine dans les mêmes réservoirs et qui est l'un des gisements les plus importants du bassin d'Illizi. Par la suite, ce périmètre fut le siège d'une intense activité d'exploration (forages et sismique).

Période 1958 – 1964 plusieurs puits ont été forés dans la région Nord In Amenas, Ifefane Tihert, Tiderer et West In Amenas, Ténéré El Beugra, Arenne et autre.

Période 1973, 1974, 1979 19822007, de nouvelles acquisitions sismiques 2D et 3D ont permis l'implantation d'autres forages dans différentes régions telles que In Issane, In Amenas centre, horst In Amenas, In Issane Sud-West et dans la région de Gara .

Entre 2006-2010 onze puits (11) ont été forés.

Entre 2010 -2014 un certain nombre de puits ont été forés en donnant de bons résultats pétroliers, tels que la région de Ténéré El Beugra TNB (SE-1, NW-1, SW-1 et SE-2), la région de In Amenas Centre, dans la région de Gara et Gara Sud, où des résultats sont prometteurs car on a mis en évidence des traces d'huile dans le puits GNEO-1 dans le Cambro-Ordovicien.

I.2.4 Aspect structural

La zone d'étude est située au Sud-Est du bassin d'Illizi. Cette région est affectée par une série d'accidents subméridiens sur lesquels viennent s'appuyer des structures anticlinales. L'image structurale de ce périmètre est la conséquence de différentes phases tectoniques connues dans le bassin d'Illizi (**Fig. I.9**).

Les failles d'orientation Nord-Sud sont d'âge Panafricain.

- ✓ Au Cambro-Ordovicien, ces failles Nord-Sud ont rejoué en normal.
- ✓ A la phase Taconique, les mouvements inverses des failles Nord-Sud a induit à la formation des structures Nord-Sud.
- ✓ A la phase Calédonienne, des mouvements inverses ou décrochants sont enregistrés le long des failles Nord-Sud.
- ✓ A la phase Frasnienne, un mouvement normal est enregistré le long des failles Nord- Est Sud-Ouest, ce qui explique les fractures ouvertes du réservoir Ordovicien induisant l'amélioration de la perméabilité.

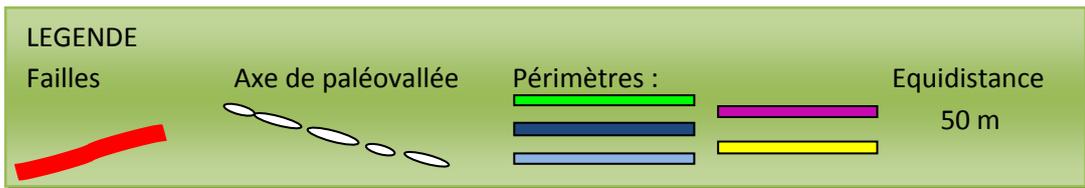
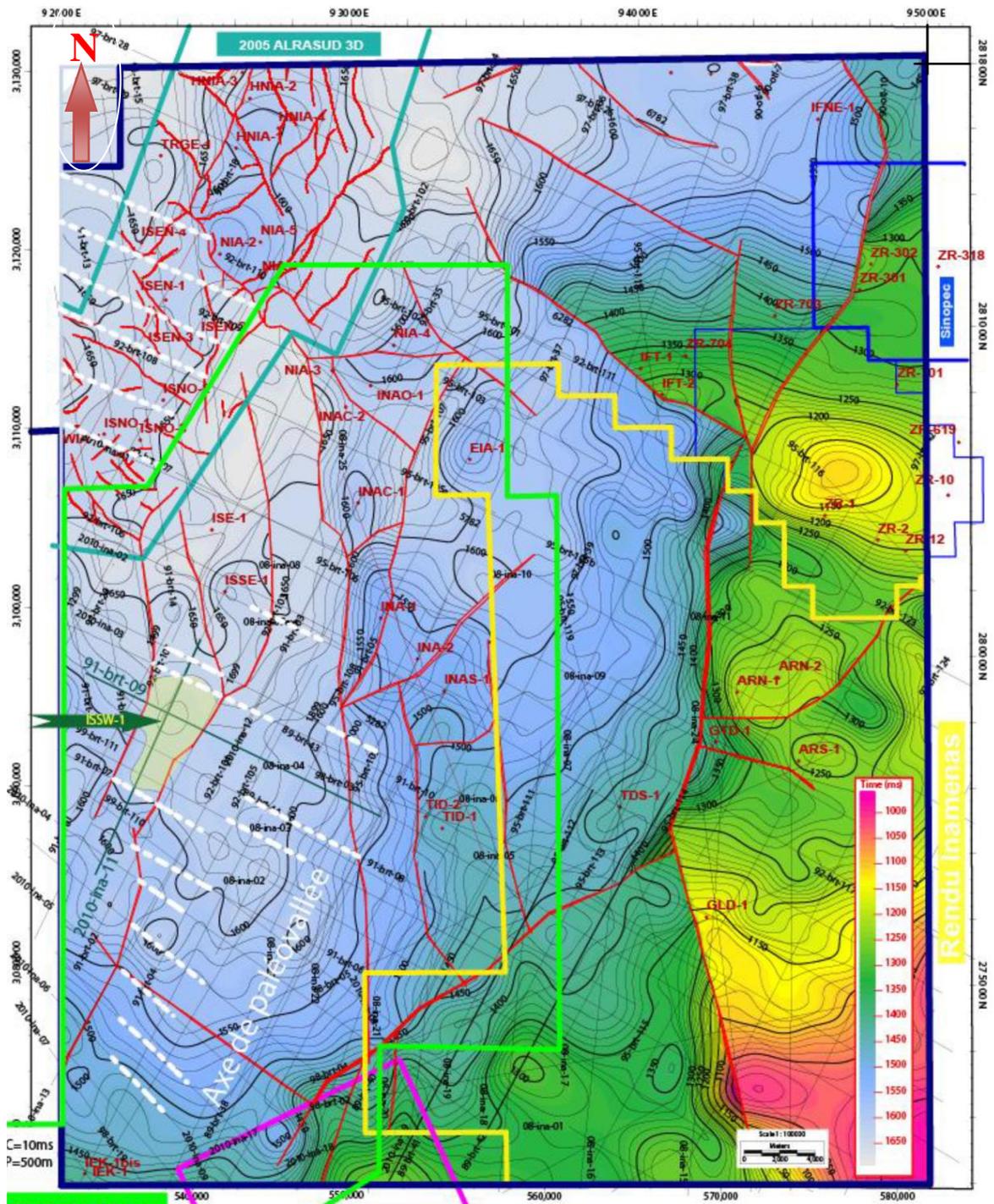


Figure I. 9: Schéma structural au toit l'Ordovicien du périmètre In Amenas (Document SONATRACH)

I.2.5 Aspect stratigraphique

La série stratigraphique de la région d'In Amenas ressemble à celles du bassin d'Illizi (**Fig. I.10**).

I.2.5.1 Cambrien

- **Unité I** : est absente dans tout le permis In Amenas à cause de non dépôt.
- **Unité II** : est composée de grès gris-clair à gris-blanc et blanc, localement gris-sombre, fin à moyen, parfois grossier, siliceux à silico-quartzitique et quartzitique, bien consolidé, compact et de passées d'argile grise à gris-clair et gris-foncé à noire, silteuse, micacée, indurée. Les joints stylolitiques centimétriques de siltstone verdâtre bioturbé, finement micacé, pyriteux et compact, sont remplis d'argile gris-foncé et verte, nodules de pyrite et veinules de calcite, visibles sur carotte.

I.2.5.2 Ordovicien

- **Unité III**
Elle est composée de grès gris à gris-brun et gris-foncé, fin à moyen, silico-argileux, localement blanc, fin, siliceux et bien consolidé. Niveaux d'argile gris-noir à noire, silto-gréseuse, micacée, indurée. Bioturbations, joints stylolitiques remplis d'argile noire et nodules de pyrite, visibles sur carotte. Argile gris-foncé à noire, silteuse, parfois silto-gréseuse, micacée, indurée. Présence de grès gris-blanc à gris-clair, fin, siliceux, bien consolidé avec des traces de calcite.
- **Unité IV**
Elle est composée d'argile microconglomératique (à grains de quartz blanc laiteux, grossiers à très grossiers, arrondis à subanguleux), gris-brun à gris-noir et noire, silto-gréseuse, micacée, indurée. Passées de grès gris-brun à blanc, fin à moyen, silico-argileux, pyriteux, moyennement consolidé. Présence de nodules de pyrite et de petites lentilles de grès blanc, fin, siliceux, bien consolidé.

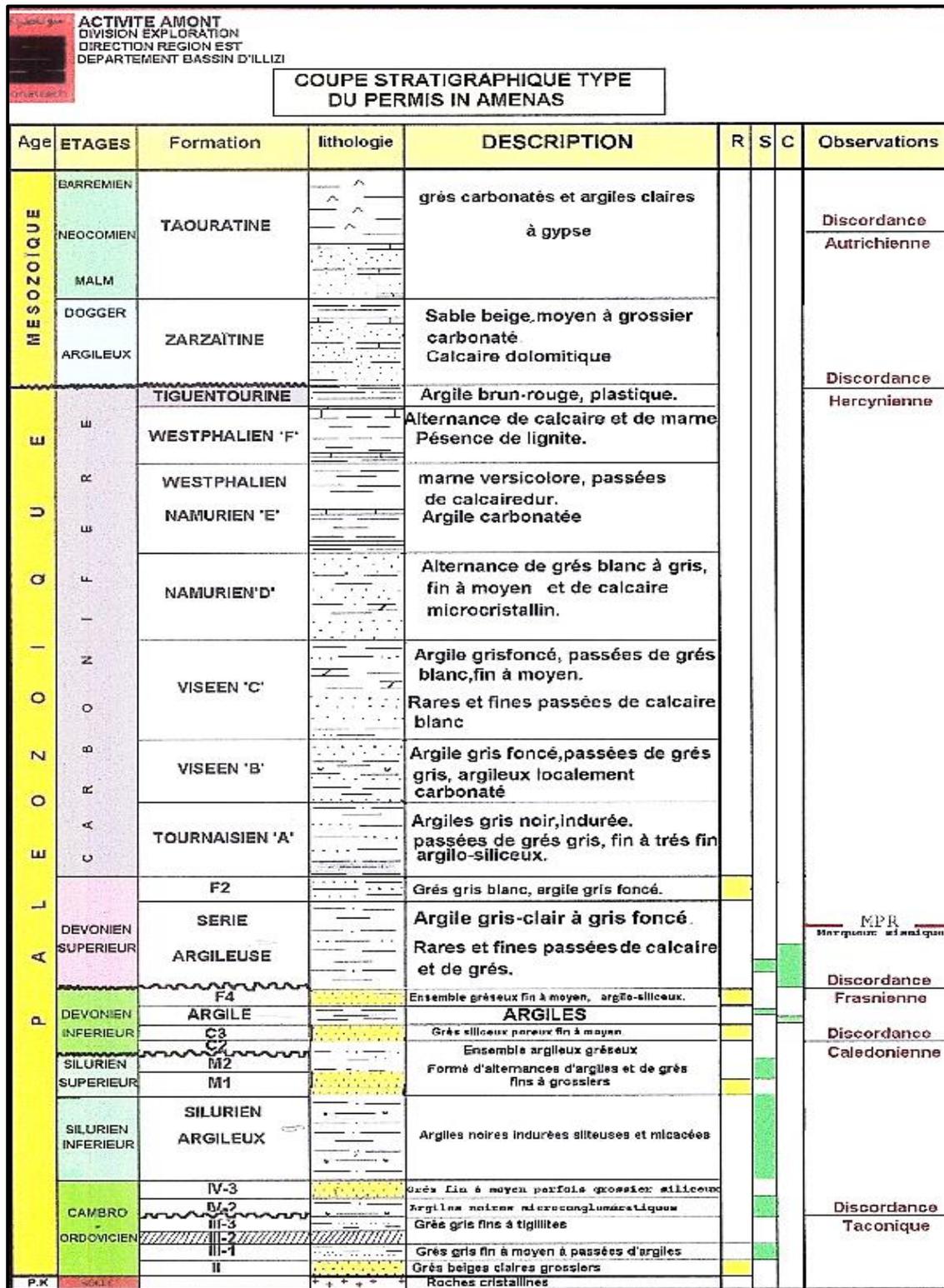


Figure I. 10: Log stratigraphique et lithologique synthétique du permis In Amenas, (Rapport SONATRACH, 2015).

Introduction

L'identification et l'étude des milieux de dépôts est une partie très importante pour la recherche pétrolière et la connaissance du bassin sédimentaire. A cet effet, on utilise les données élémentaires de surface et sub-surface pour définir les critères d'identification des milieux de dépôts.

A l'aide des études de l'affleurement, des données des diagraphies et la description des carottes, on peut interpréter en termes de lithologie, de séquence et de donner une caractérisation avec une grande précision de ces réservoirs.

II.1 Rappels

II.1.1 Les environnements glaciaires

Les surfaces englacées représentent environ 10% de la surface terrestre et leur diminution actuellement enregistrée, illustre la sensibilité de ces systèmes. Cependant, les surfaces englacées ont considérablement varié au cours de l'histoire géologique, reflétant l'évolution des conditions climatiques.

Les grandes périodes marquées par le développement de glace aux pôles (**Ice-house**) ont ainsi alterné avec des périodes relativement chaudes, caractérisées par l'absence de glace (**Green-house**). Suivant cette définition, la période actuelle correspond donc à une période de « Ice-house », qui a débuté à la fin du Cénozoïque.

En plus de la période glaciaire actuelle, le Phanérozoïque englobe d'autres épisodes glaciaires, notamment à la transition Carbonifère-Permien (326-267 Ma), à la fin du Dévonien (361-349) et à la fin de l'Ordovicien (445-443.7 Ma). Deux épisodes plus sévères d'englacement sont décrits au Paléoprotérozoïque (2.3-2.2 Ga) et au Cryogénien (740-630 Ma).

L'hypothèse d'une terre entièrement englacée est cependant toujours très controversée. A l'opposé, le Jurassique et le Crétacé ont connu des périodes de climat très chaud de type (green-house). Malgré ces conditions, certains auteurs plaident pour le développement de glace aux hautes latitudes, probablement de manière épisodique (Miller et al, 2005 ; Floegel et al, 2011).

Différents types de glaciers existent, depuis les glaciers de vallée jusqu'aux Inlandsis. Nous nous intéresserons ici particulièrement au cas des glaciers de calotte, définissant les aires englacées supérieures à 50 000 km². Elles représentent des réserves d'eaux importantes qui varient en volume en fonction du bilan accumulation/ablation, qui lui-même définit le bilan de masse du glacier (**Fig. II.1**).

➤ **Les processus d'accumulation (apport)**

Se font par le biais des précipitations neigeuses dans la zone d'accumulation.

➤ **Les processus d'ablation (perte)**

Dans les zones basses, ils sont constitués par la fonte de la glace qui produira des eaux de fonte et par le vêlage d'icebergs.

Les dépôts glaciaires permettent de reconstituer les paléoclimats. Dans les glaciers, la température varie à la fois verticalement et horizontalement. Elle est contrôlée par plusieurs paramètres : les échanges thermiques avec l'atmosphère, le flux géothermique à la base de la glace, la pression de la glace (i.e. l'épaisseur de glace) et la chaleur libérée lors du frottement et de la déformation de la glace sur le substrat. La température à l'interface glace-substrat permet de déterminer le régime thermique d'un glacier et de différencier trois grandes catégories de glacier :

- **Les glaciers froids (Cold-based glacier)** : dont la température basale est inférieure au point de fusion.
- **Les glaciers tempérés (Warm-based glacier)** : dont la température est toujours proche du point de fusion.
- **Les glaciers polythermaux** : combinant les caractéristiques des deux groupes précédents, ils ont une structuration thermique complexe et peuvent être vus comme une combinaison de zones aux caractéristiques thermiques différentes.

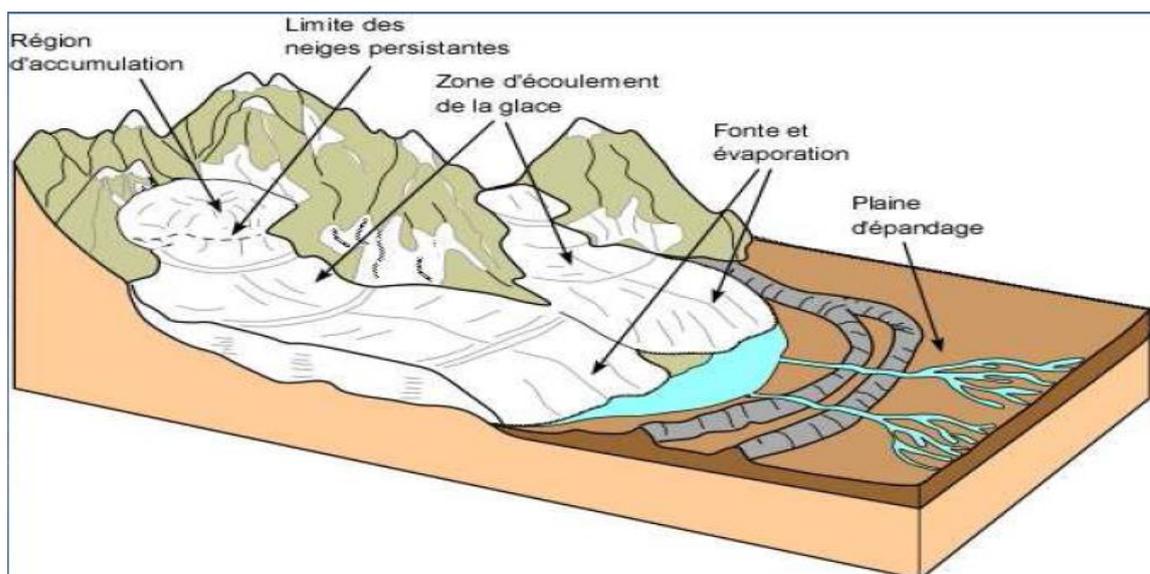


Figure II. 1: Structure schématique d'un glacier.
(Nadia Kassou, Université de Rabat).

II.1.2 Eléctrofaciès

II.1.2.1 Faciès

C'est un ensemble de caractères d'une roche ou d'une unité sédimentaire résultant des conditions géographiques, climatiques, topographiques, physico-chimiques et biologiques.

II.1.2.2 Eléctrofaciès : C'est un ensemble des réponses diagaphiques qui caractérisent une lithologie et permet de la différencier de celles qui l'entourent.

II.1.3 Définition des différents lithofaciès

A partir des données disponibles (carottes, logs et données de terrain), la description détaillée des lithofaciès qui s'est basée sur la lithologie, la taille des grains, la texture, les structures sédimentaires, la couleur et enfin les fossiles, a permis de définir les associations de faciès et les environnements de dépôts. Il ne sera traité et d'une manière globale que les associations de faciès reconnues aux niveaux des puits étudiés et par corrélations diagaphiques en fonction de la disponibilité des données.

Les différents faciès reconnus se résument en trois principales associations regroupées en :

II.1.3.1 Faciès fluvatile

Il regroupe les différents types de réseaux, les dépôts de la plaine d'inondation et de levée. Selon l'analyse des données disponibles, nous avons distingué :

Faciès fluvatile en tresses: il est formé d'une succession de chenaux d'origine fluvatile à faible sinuosité à la base. Chaque chenal est constitué de grès moyen à grossier, de couleur jaunâtre à grisâtre, parfois blanchâtre, mal classé, faiblement argileux parfois micacé.

Les structures sédimentaires sont des stratifications entrecroisées. La bioturbation est rare. La base de chaque chenal est formée d'un microconglomérat de couleur jaunâtre à grisâtre dont les grains de quartz sont subarrondis.

Vers le sommet, ces grès deviennent de moins en moins grossiers jusqu'à devenir fins et argileux, mal à moyennement classés, avec des stratifications entrecroisées et des stylolites tapissées de matière organique. Ces grès sont intercalés par des minces bancs centimétriques à décimétriques d'argile noire à stratification lenticulaire, très compacte et micacée et de silt argileux.

La base de chaque chenal est érosive, soulignée par des galets de quartz, de microconglomérats et d'argiles. Le gamma ray est cylindrique, avec à sa base un contact franc, dû probablement à la présence de galets d'argile. Ce faciès constitue le faciès le plus proximal de la région d'étude, formant les dépôts de l'unité II et l'unité IV-3.

La nature grossière et conglomératique de ces dépôts suggère un fort régime hydrodynamique, représenté par un système fluvial en tresse avec faible sinuosité. Les mesures réalisées par {Beuf et al 1971} sur les affleurements indiquent que ce système fluvial s'est écoulé vers le NNW.

II.1.3.2 Faciès de plaine côtière

Il regroupe tous les faciès de transition (de barres, de plaine alluviale et tidal). Ce sont des faciès intermédiaires entre les dépôts continentaux et marins. Ils présentent une forte influence tidale. On distingue :

➤ *Faciès de remplissage estuarien*

Il est caractérisé par un faciès formé de grès fins à moyens, parfois grossiers et argileux, mal classés avec des structures sédimentaires de stratification entrecroisée et des drapages argileux. Les surfaces des bancs sont caractérisées par une bioturbation verticale. Ce type de faciès a été rencontré au sommet de l'unité II.

➤ *Faciès fluvial/tidal*

Il est formé de grès fin à très fin, blanchâtre à jaunâtre, compact, argileux, moyennement classé à bien classé, à grains de quartz subarrondis à subargileux. Il est intensément bioturbé dans le sens vertical. Les bancs de grès sont intercalés par des minces laminations d'argile noire très compacte, micacée et bioturbée et de silt noir et silt argileux.

La base de ce faciès est transgressive avec un gamma-ray dentelé, montrant une nette augmentation du pourcentage d'argile en altitude. Ce faciès a été déposé dans un milieu marin peu profond avec un régime hydrodynamique faible, à influence tidale. Il est observable dans l'unité III-1, III-3 et parfois dans l'unité IV-2.

II.1.3.3 Faciès marin

Il est associé aux dépôts de shore face et tous les dépôts marins plus ou moins profonds.

Nous décrivons ici un faciès marin d'une façon générale indifférenciée, qu'il soit dominé par les vagues ou pas. On distingue deux types :

- Le premier est formé de grès fins à moyens à rides alternants avec des argiles et silts noirs à gros graviers de quartz. Il peut correspondre à des dépôts mixtes, marins, avec influence fluviodeltaïque ou franchement marine. Ce faciès est observé dans l'unité IV-2 et IV-1.
- Le deuxième type de faciès est constitué d'argile noire feuilletée, silteuse avec de très fines lentilles de grès fin ou silt. Ce sont les derniers dépôts marins de la phase glaciaire formant l'unité IV-4.

II.2 Présentation des réservoirs Cambro-Ordovicien

Le Cambro-Ordovicien est connu par des changements brutaux de faciès, dûs aux paléovallées glaciaires ou changement de milieux de dépôt. En effet, différents faciès peuvent être rencontrés à savoir :

- grès des dépôts fluviatiles
- Grès fluvio- glaciaire
- Remplissage gréseux de lac glaciaire
- Remplissage grésio-argileux de méga chenaux glacio-marins.
- Argiles noires marines.

La limite de l'Ordovicien- Silurien est caractérisée par un intervalle de grès noir bioturbé marquant la zone de transition et par des argiles à graptolites. Par contre, le passage Cambrien- Ordovicien se fait par une séquence en **fining up**, contraste lithologique bien visible en diagraphies.

Le Cambro-Ordovicien est subdivisé en deux ensembles séparés par une discordance **up** sur Gamma Ray et une discordance de ravinement d'origine glaciaire :

- Un ensemble inférieur composé de bas en haut par (Unité II). Cet ensemble, dont l'épaisseur est résiduelle, est comprise entre le ravinement glaciaire et le socle.
- Un ensemble supérieur l'argilo- gréseux terminal (unité IV), fluvio-glaciaire à glacio-marin, à faciès très variable dont le toit est constitué par un **hard ground** marin et le mur par la discordance de ravinement glaciaire.

Cet ensemble supérieur est 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.

Le Cambro-Ordovicien est caractérisé par des séries argilo-gréseuses avec des épaisseurs très importantes pouvant dépasser 200 m d'épaisseur.

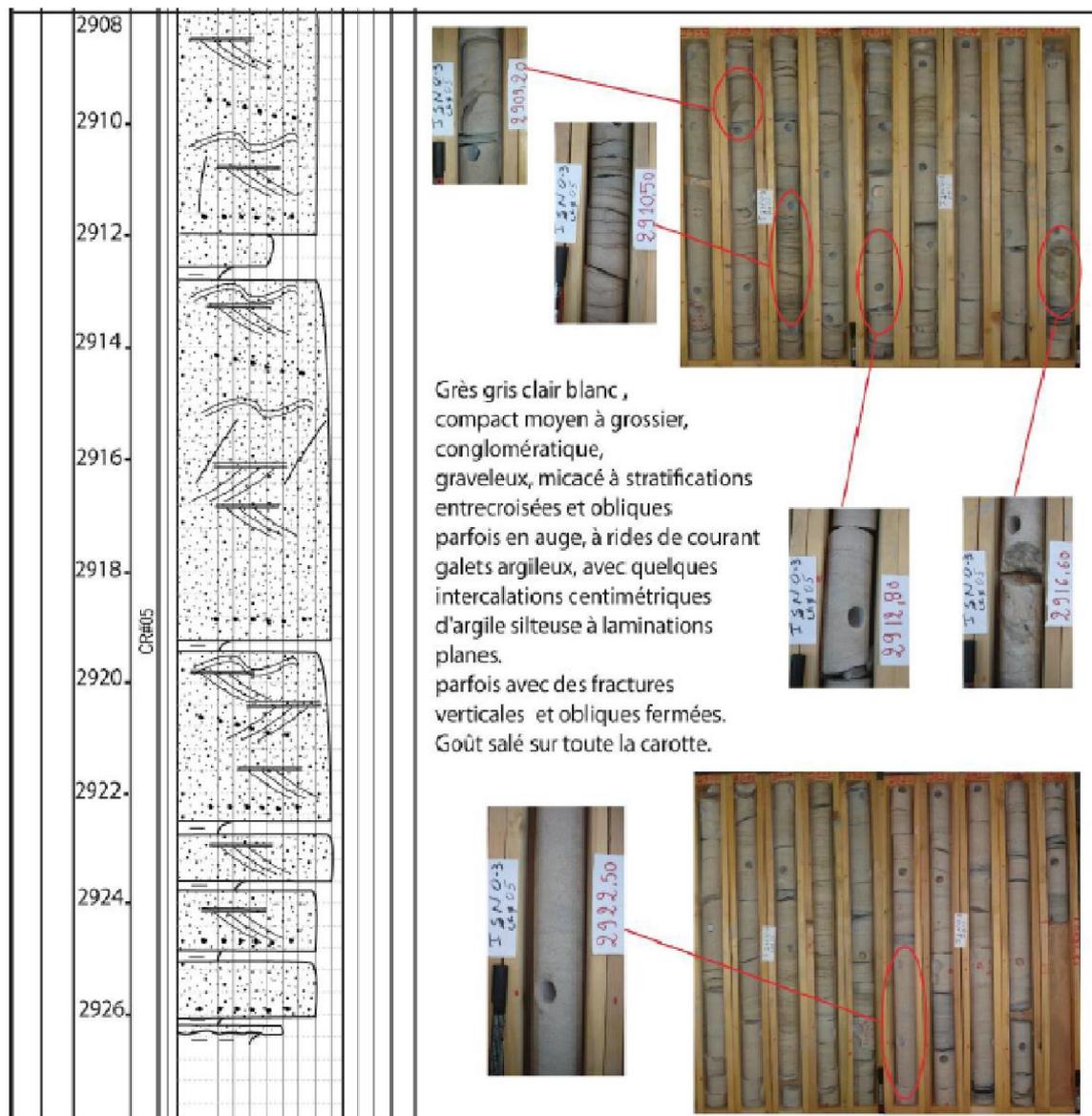
II.3 Description lithologique des réservoirs Cambro-Ordoviciens de la région d'étude

II.3.1 Unité II

Elle repose en discordance sur le socle et débute par des grès gris-clair à gris-blanc et blanc, fins à moyens et conglomératiques à la base ; elle est surmontée par des grès grossiers, siliceux à silico-quartzitiques et quartzitiques, bien consolidés, compacts. Elle est découpée parfois par des passées d'argile grise à gris-clair et gris-foncé à noire, silteuse, micacée, indurée, traces de pyrite et de calcite (parfois abondante) , avec des nodules de pyrite et veinules de calcite visibles sur carotte de certains puits .

L'épaisseur de cette unité varie de 47 m (INA-2) à 107 m (INAC-1). notons que cette unité est totalement ravinée au niveau des puits ISNO-2 et ISNO-3 à cause de l'érosion glaciaire (**Fig. II.2**).

Le faciès réservoir a été rencontré à la base de cette unité dans les grès fluviaux (au niveau du puits ISEN-1).



**Figure II. 2: Identification des faciès de l'unité II du puits ISNO-3
(Document SONATRACH, 2016)**

II.3.2 Unité III

Elle a été soumise au ravinement glaciaire et dont l'intensité dépendait de la position par rapport à la paléovallée. Représentée par des grès gris argilo - siliceux fins, à fissurations subverticaux. La base de cette série est plus argileuse. Des niveaux fortement bioturbés sont observables au sommet de cette unité.

Notons que les unités III-1 et III-2 sont souvent absentes au sein du permis In Amenas II.

➤ **Unité III-3**

Elle est considérée comme étant l'un des réservoirs les plus importants. Elle est composée de l'argilo-gréseux supérieur. Argile gris noire, indurée, très silteuse, micacée, pyriteuse, avec intercalations de grès gris à gris sombre, blanc, très fin à fin siliceux, à silico- argileux. Moyennement consolidée. Grès fin siliceux, argile tendre. Argilo - gréseux à tigillites avec des grès fins à très fins et des argiles grises bioturbées importantes vers la base. (Fig. II.3 et II.4).

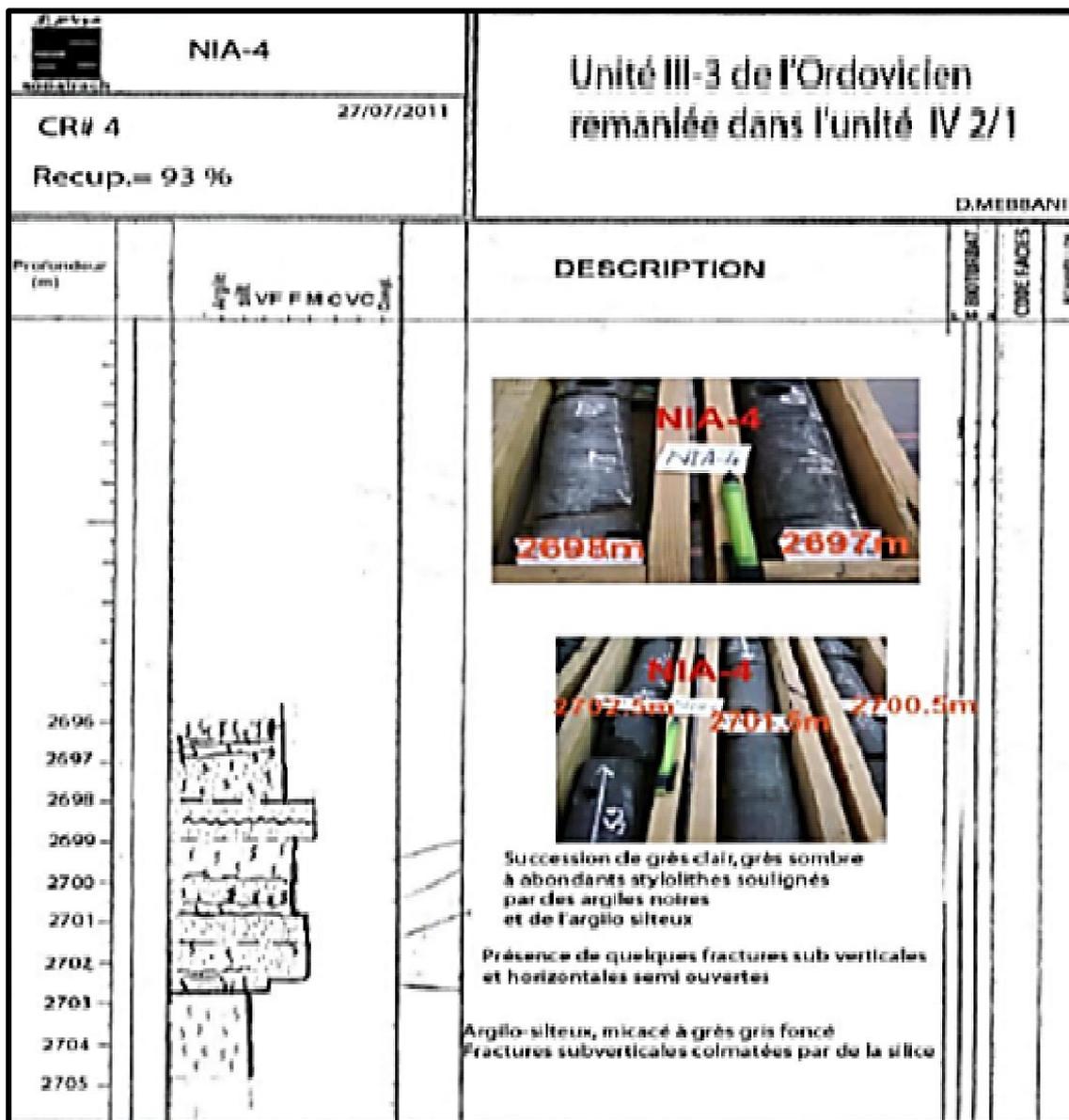


Figure II. 3 : Identification des faciès de l'unité II du puits ISSE-1 (Document SONATRACH, 2016).

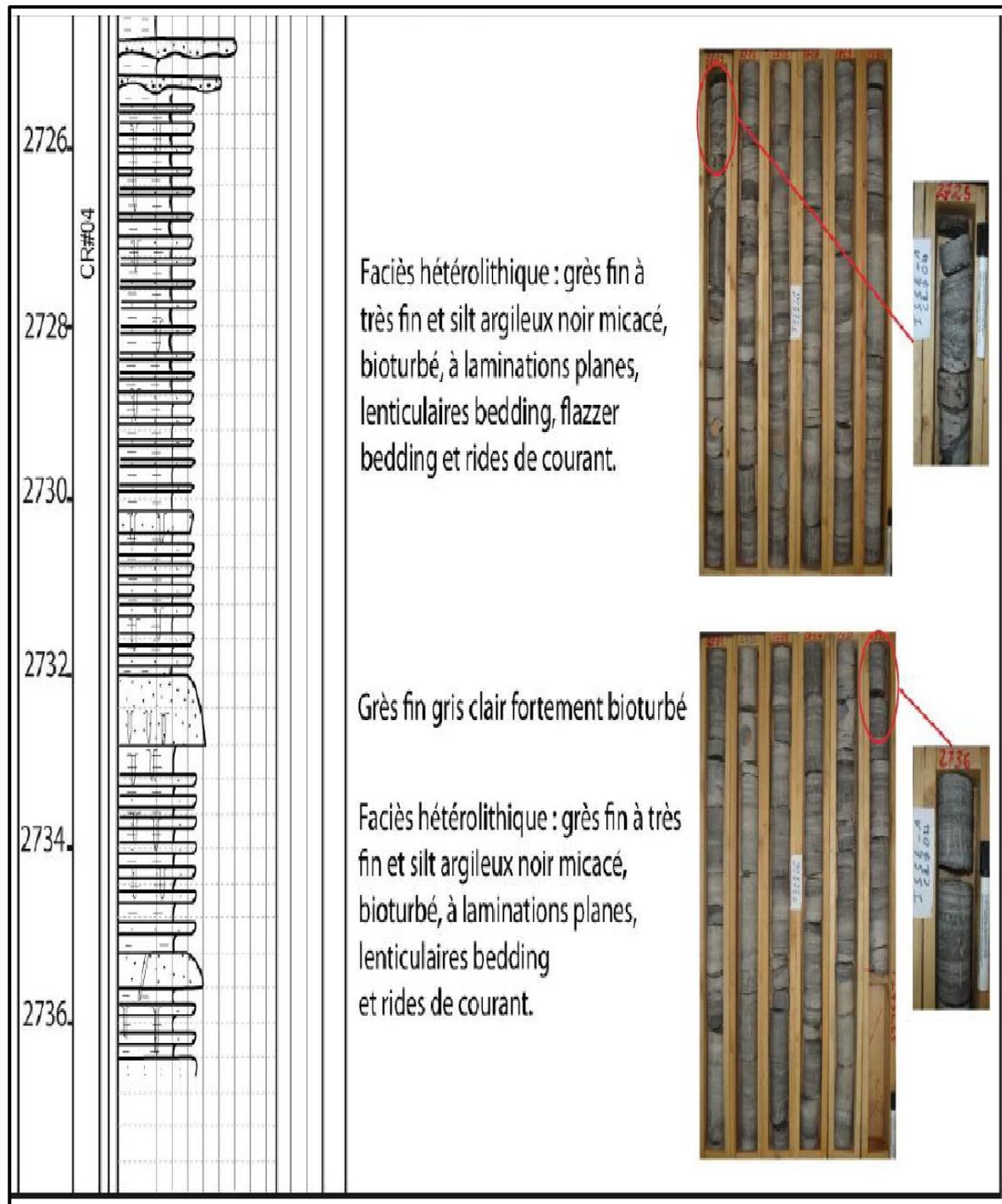


Figure II. 4: Identification des faciès de l'unité III du puits NIA-4 (Document SONATRACH, 2012)

II.3.3 Rappels sur les paléovallées

Durant l'Ordovicien supérieur, le Gondwana a vécu une longue période de glaciation. Cette période a commencé durant l'Ashgillien supérieur-Hirnantien. Elle est marquée par des cycles de régression et transgression globales.

L'âge de cette période glaciaire a été estimé à 1 à 2 million d'années. La fin de la glaciation a été marquée par la déposition de l'argile durant le Silurien inférieur (Llandovery). L'avancée et le retrait de la glace a créé de vastes cuvettes et paléovallées qui ont une profondeur de plus de 150 m et une largeur pouvant atteindre les 2 km, selon des directions préférentielles du flux de la glace.

Ces mouvements de la glace ont été associés à des dépôts glaciaires avec des surfaces d'intense érosion. Ils ont un intérêt pétrolier très important, où les compagnies pétrolières visent les formations gréseuses de l'Ordovicien supérieur qui comblent ces paléovallées à travers la plateforme saharienne.

La période de la fin de l'Ordovicien et le début du Silurien est marquée par le recul de la glace qui a permis la déposition de l'argile du Silurien. Cette formation a une extension régionale qui forme la plus importante roche mère à travers la région

(Fig. II.5).

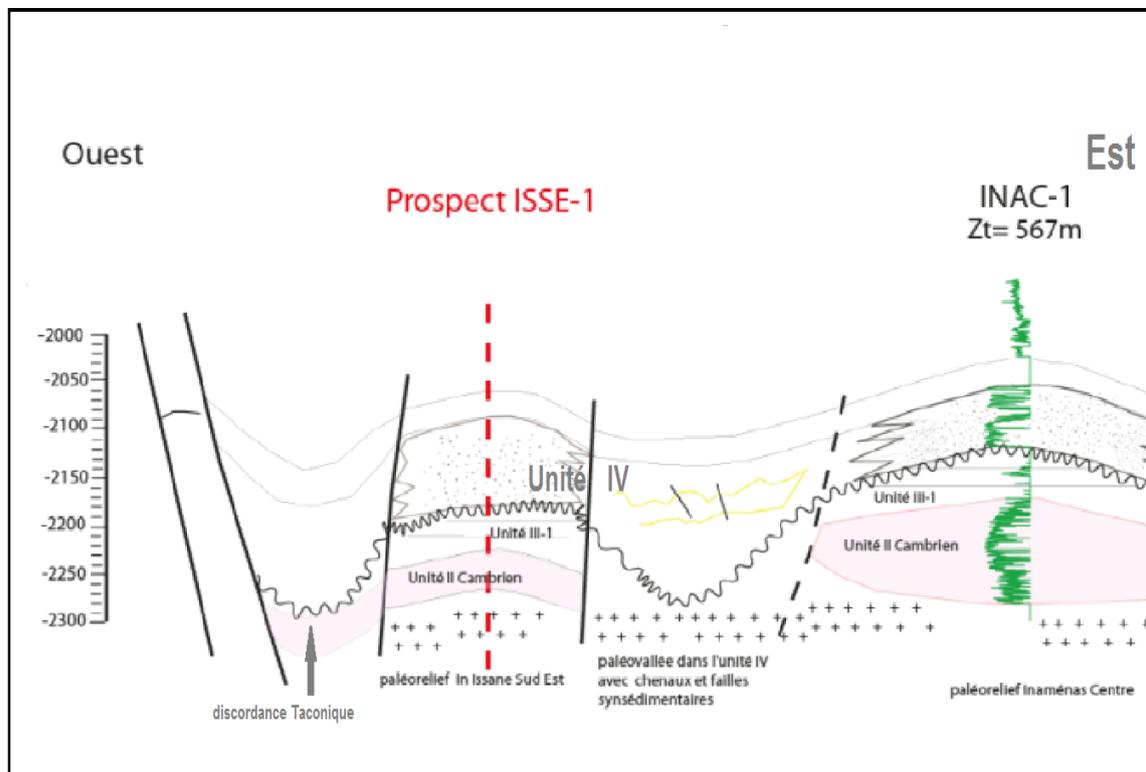


Figure II. 5: Coupe géologique à travers le Cambro-Ordovicien entre INAC-1 et ISSE-1 montrant le même modèle géologique de paléorelief (Document SONATRACH, 2012)

II.3.4 Unité IV

Considérée comme étant le réservoir principal de l'Ordovicien, elle est caractérisée par une grande variation lithologique associée aux Paléovallées. Elle comprend un complexe argilo-gréseux à argileux, microconglomératique, surmonté de grès fins à grossiers caractérisant un environnement glaciaire.

Elle a été subdivisée à son tour en trois sous-unités (IV-3, IV-2 et IV-1) distinctes par leur lithologie et caractéristiques de réservoirs :

II.3.4.1 Unité IV-1/2

Lithologiquement, elle est formée d'un faciès argileux, silteux, micro conglomératique, de type glaciaire (diamectites argileuses surmontées par les grès fins argileux, associés à des structures sédimentaires de pentes). Formée d'un ensemble argilo - gréseux, de grès gris – clair , fins à moyens à ciment siliceux et souvent fissuré. La base de la série est constituée par des argiles noires micacées à dragées de quartz (argiles micro conglomératiques de l'unité IV-2), qui s'alternent avec des grès gris-clair présentant des figures de glissements (slumping). Argile grise à noire, silteuse, indurée, feuilletée, micacée avec inclusions de grains de quartz et de grès gris blanc, fin, argileux, présence de pyrite (**Fig. II.6, II.7 et II.8**).

II.3.4.2 Unité IV-3

Elle forme le sommet des séries glaciaires et elle est dite "Dalle Terminale". Elle se repose soit en continuité de sédimentation, soit en discordance. Souvent, elle est limitée à sa base par un plancher glacier, à extension régionale.

Dans les paléovallées, les différents planchers se rejoignent sur les zones moins creusées et le plus souvent la Dalle Terminale représente tout le complexe terminal. Cette unité est caractérisée par son extension régionale grâce au comblement progressif de la paléotopographie au fur et à mesure du déroulement de l'époque glaciaire.

Elle est formée par des grès gris à gris beige, gris-blanc, fins à moyens, silico-quartzitiques avec passées d'argiles parfois microconglomératiques, silteuses, indurées. Et d'autres fois, avec intercalations d'argile grise à gris noir, indurée. Traces de pyrite. Zone à grains fins ou moyens, généralement anguleux, bien classés, à ciment quartzitique, à joints argileux, noirs pyriteux.



Figure II. 8: Présentation de l'unité IV-2 sur carottes (puits NIA-4).

II.4 Interprétation de la coupe géologique

Une coupe géologique de direction NW-SE passant par les puits (ISEN-2, INAC-1, INA-2, INAS-1), a été réalisée (**Fig. II.9**) :

La coupe géologique montre que l'unité II et l'unité III sont ravinées dans la partie NW de la région d'étude, surtout au niveau de puits ISEN-2 ; elle montre aussi que la surface de ravinement glaciaire s'approfondit en allant vers le NW formant la paléovallée où l'unité IV (Complexe terminal), elle repose directement sur le socle Précambrien.

Dans la partie SE, les trois unités (II, III et IV) existent, la coupe géologique montre que les unités du Cambro-Ordovicien existent aux niveaux des 03 puits avec des épaisseurs relativement constantes (INAC-1, INA-2, INAS-1).

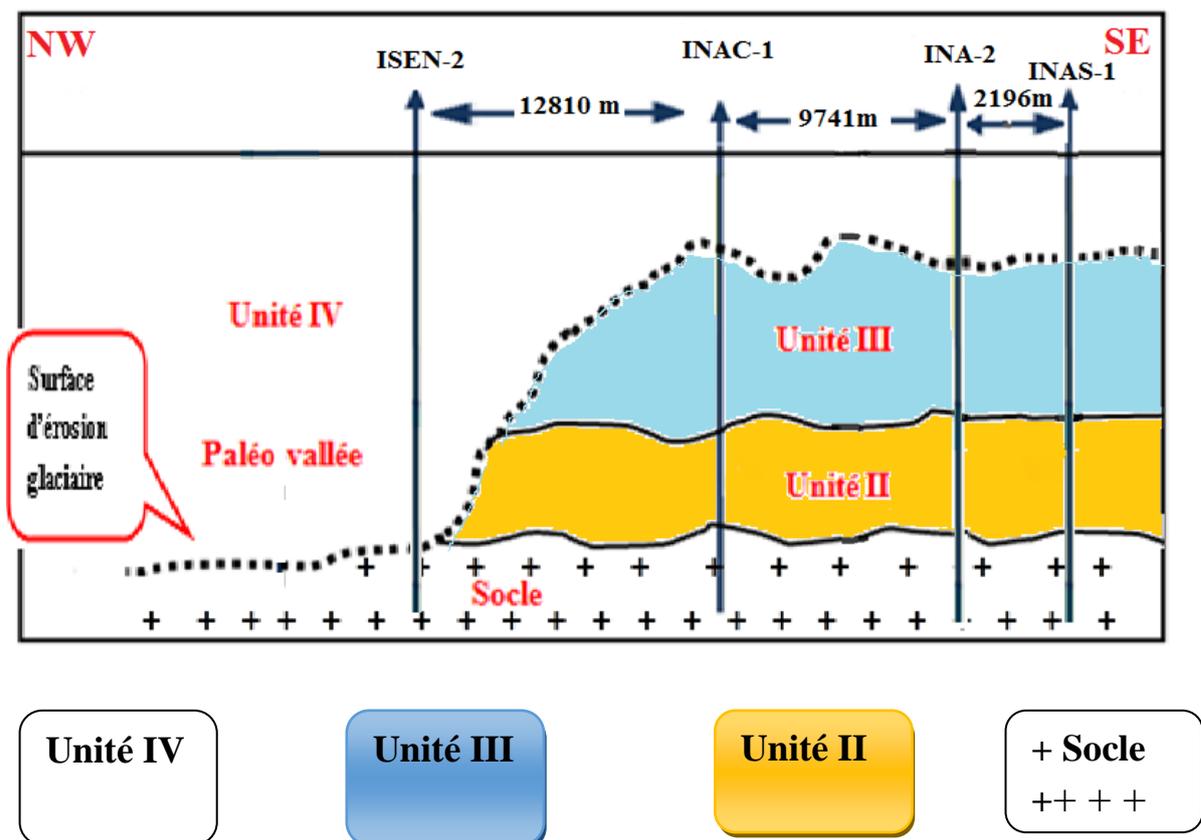


Figure II. 9: Coupe géologique schématique passant par les puits (ISEN-2, INAC-1, INA-2, INAS-1) et montrant les dépôts du Cambro-Ordovicien dans la zone d'étude.

II.5 Interprétation des profils de la corrélation diagraphique

➤ Profil de corrélation N°01 <<NE-SW>>

Ce profil de corrélation marque la présence de toutes les unités de réservoir Cambro-Ordovicien selon la direction NE-SW (**Fig. II.10**).

Ce profil montre que l'épaisseur de l'unité IV augmente en allant vers le NE. On remarque que l'unité IV est plus riche en grès dans la partie SW de la région d'étude que la région NE.

➤ Profil de corrélation N° 02 :<<NW-SE>>

A partir de ce profil, on remarque la présence de toutes les unités de réservoir Cambro-Ordovicien selon la direction NW-SE, sauf qu'au niveau de puits ISEN-2 on a marqué l'absence des unités III et II, sous l'effet d'une intense érosion subite par l'avancée de la glace sur les unités sous-jacentes et qui a abouti à la formation de la paléovallée.

L'épaisseur de l'unité IV est maximale dans la partie Nord-Ouest et diminue vers le Sud Est.

On remarque que l'unité IV est riche en argile dans la partie SE et en grès dans la partie NW de la région d'étude (**Fig. II.11**).

➤ Profil de corrélation N°03<<E-W>>

A partir de ce profil, on remarque la présence de toutes les unités de réservoir Cambro-Ordovicien selon la direction E-W. Ce profile montre que l'épaisseur de l'unité IV augmente en allant vers l'Ouest et l'Est.

On remarque que l'unité IV est riche en argile dans la partie Est et en grès dans la partie Ouest de la région d'étude (**Fig. II.12**).

➤ Profil de corrélation N° 04 :<<N-S>>

Le profil de corrélation montre l'absence des unités III et II dans la partie centrale de ce profil, au niveau des puits ISNO-2, ISNO-3, ISE-1. Cette absence est due à une intense érosion subite par l'avancée de la glace sur les unités sous-jacentes et qui a abouti à la formation de la paléovallée.

L'épaisseur de l'unité IV est beaucoup plus grande dans la partie centrale du profil que dans la partie Sud et la partie Nord.

Cette unité est beaucoup plus gréseuse dans la partie Nord que dans la partie Sud de la région d'étude (**Fig. II.13**)

➤ **Profil de corrélation N° 05:<<N-S>>**

Ce profil de corrélation marque la présence de toutes les unités de réservoir Cambro-Ordovicien selon la direction N-S.

L'épaisseur de l'unité IV est maximale dans la partie Nord et diminue vers le Sud.

Cette unité est argileuse dans la partie Sud et gréseuse dans la partie Nord de la région d'étude (**Fig. II.14**).

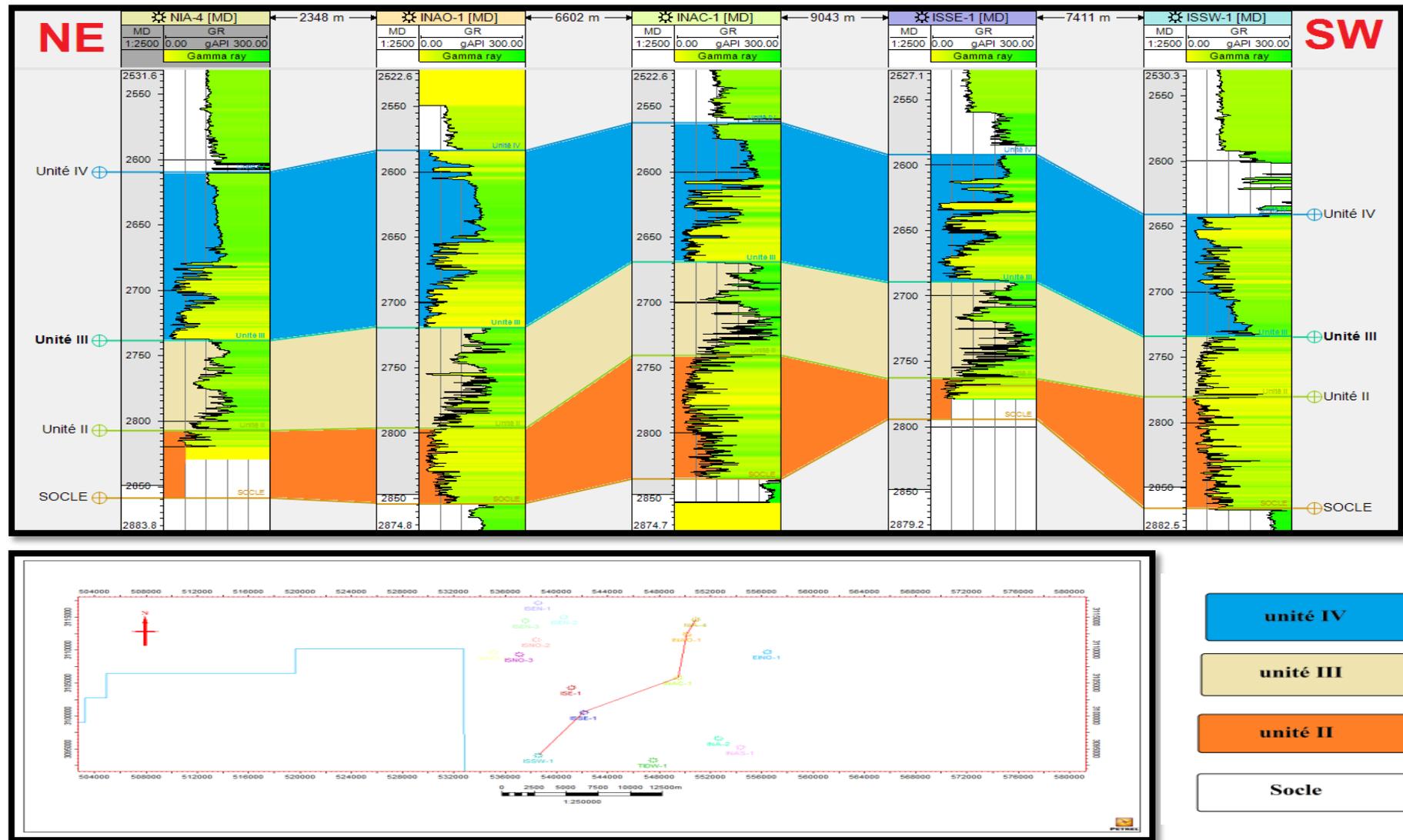


Figure II. 10 : Profil de corrélation diagraphique NE-SW montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits NIA-4, INAO-1, INAC-1, ISSE-1 et ISSW-1

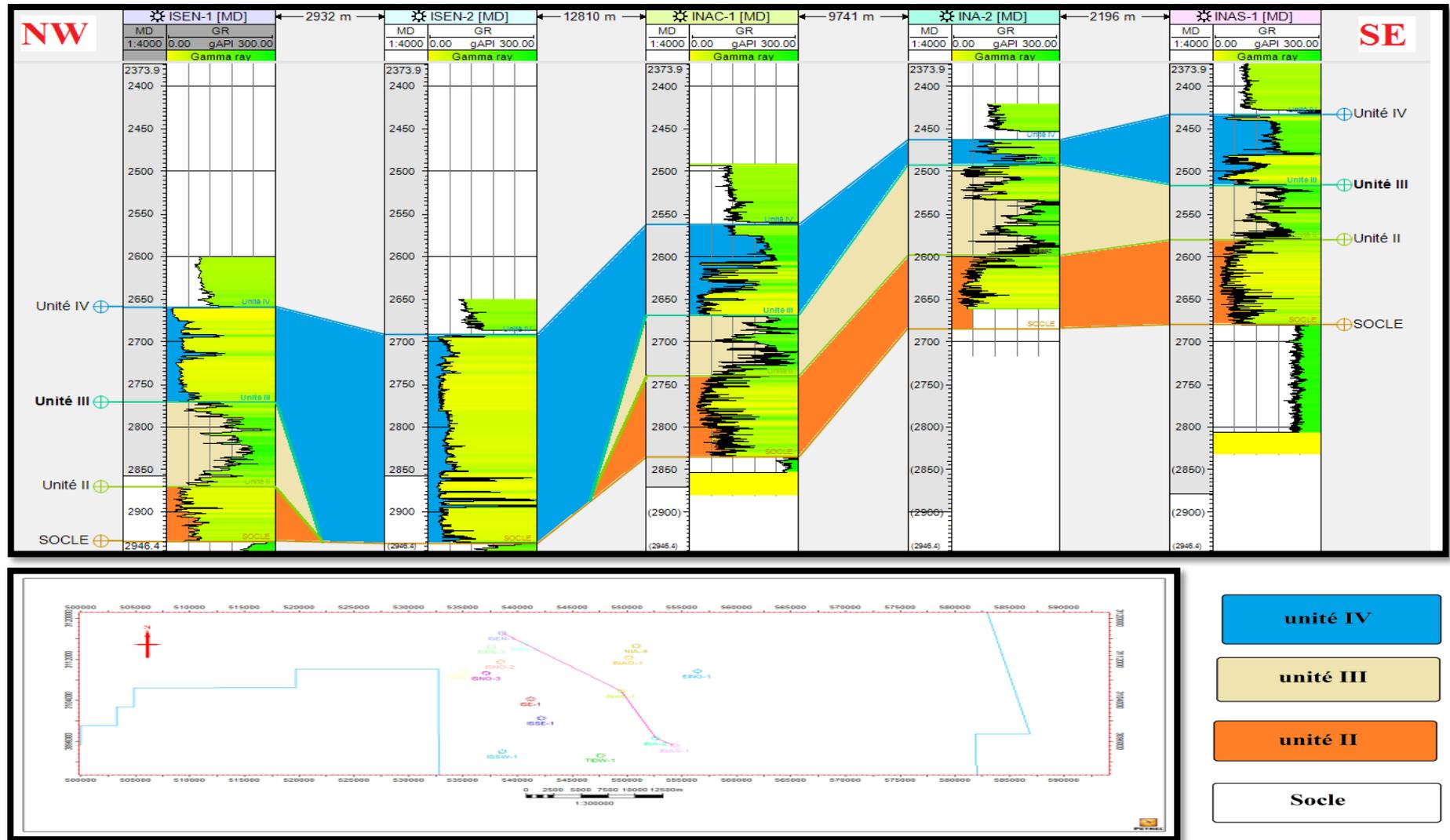


Figure II. 111 : Profil de corrélation diagraphique NW-SE montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits ISEN-1, ISEN-2, INAC-1, INA-2 et INAS-1

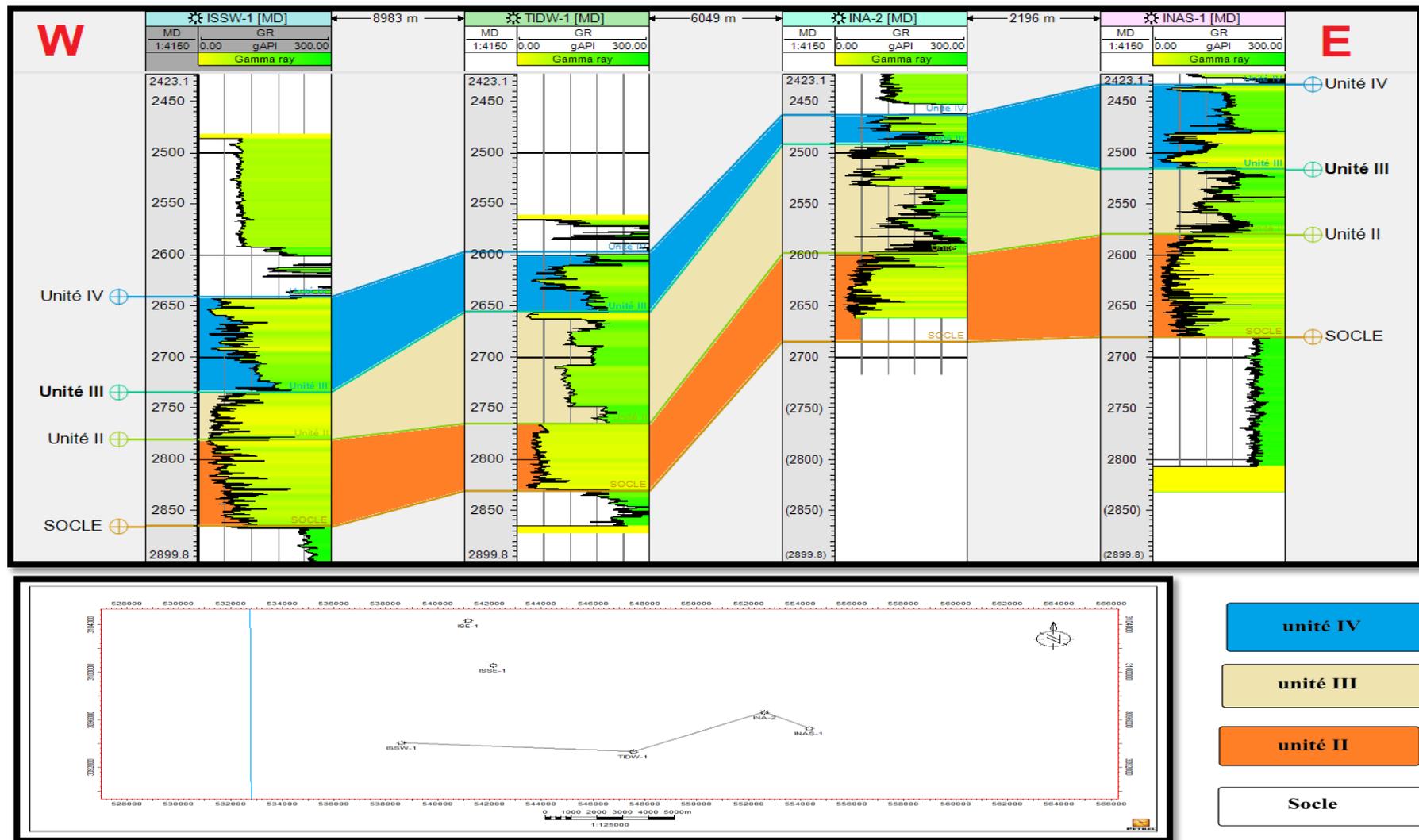


Figure II. 12 : Profil de corrélation diagraphique E-W montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits ISSW-1, TIDW-1, INA-2 et INAS-1

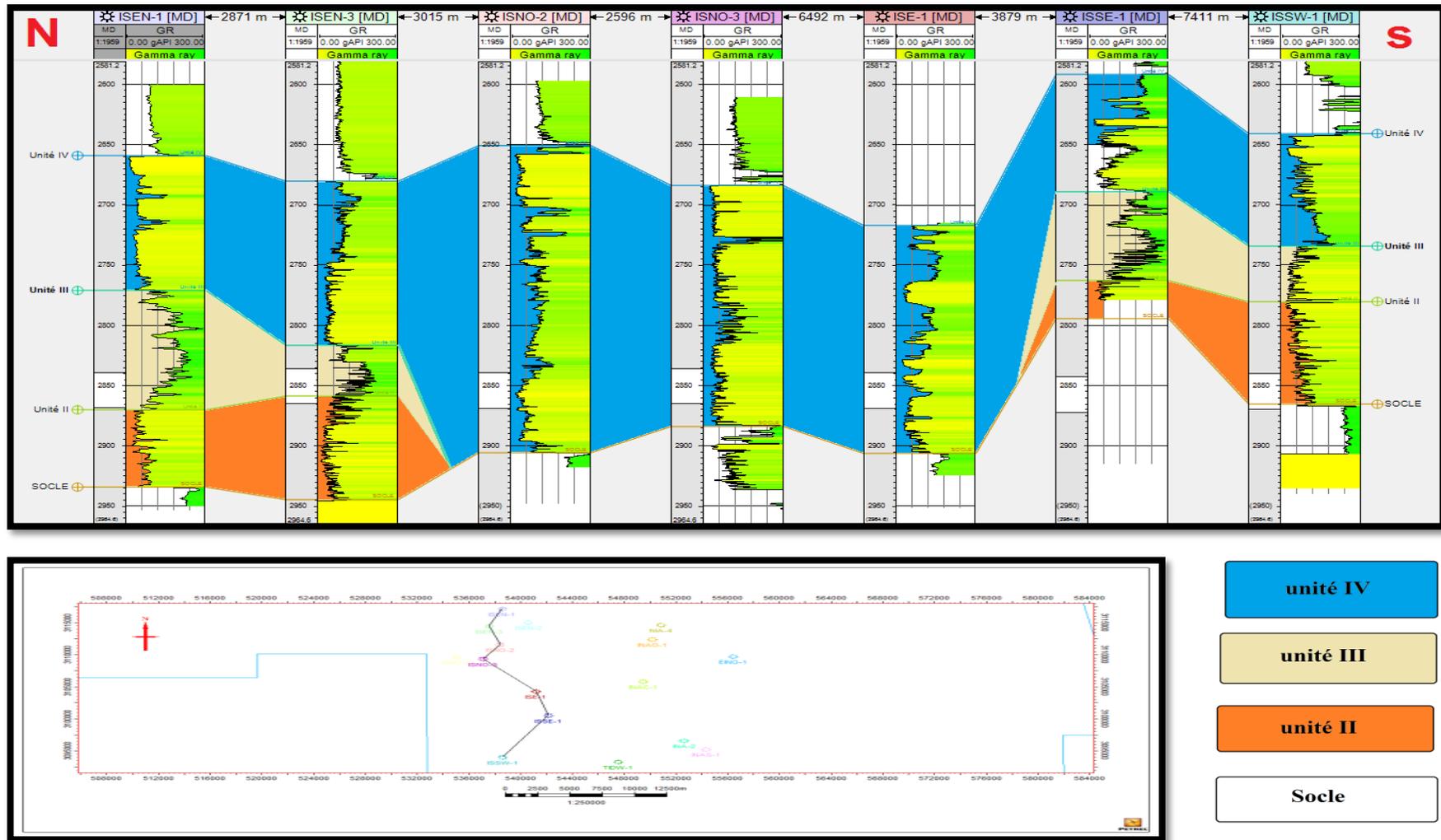


Figure II. 133 : Profil de corrélation diagraphique N-S montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits ISEN-1, ISEN-3, ISNO-2, ISNO-3, ISSE-1 et ISSW-1

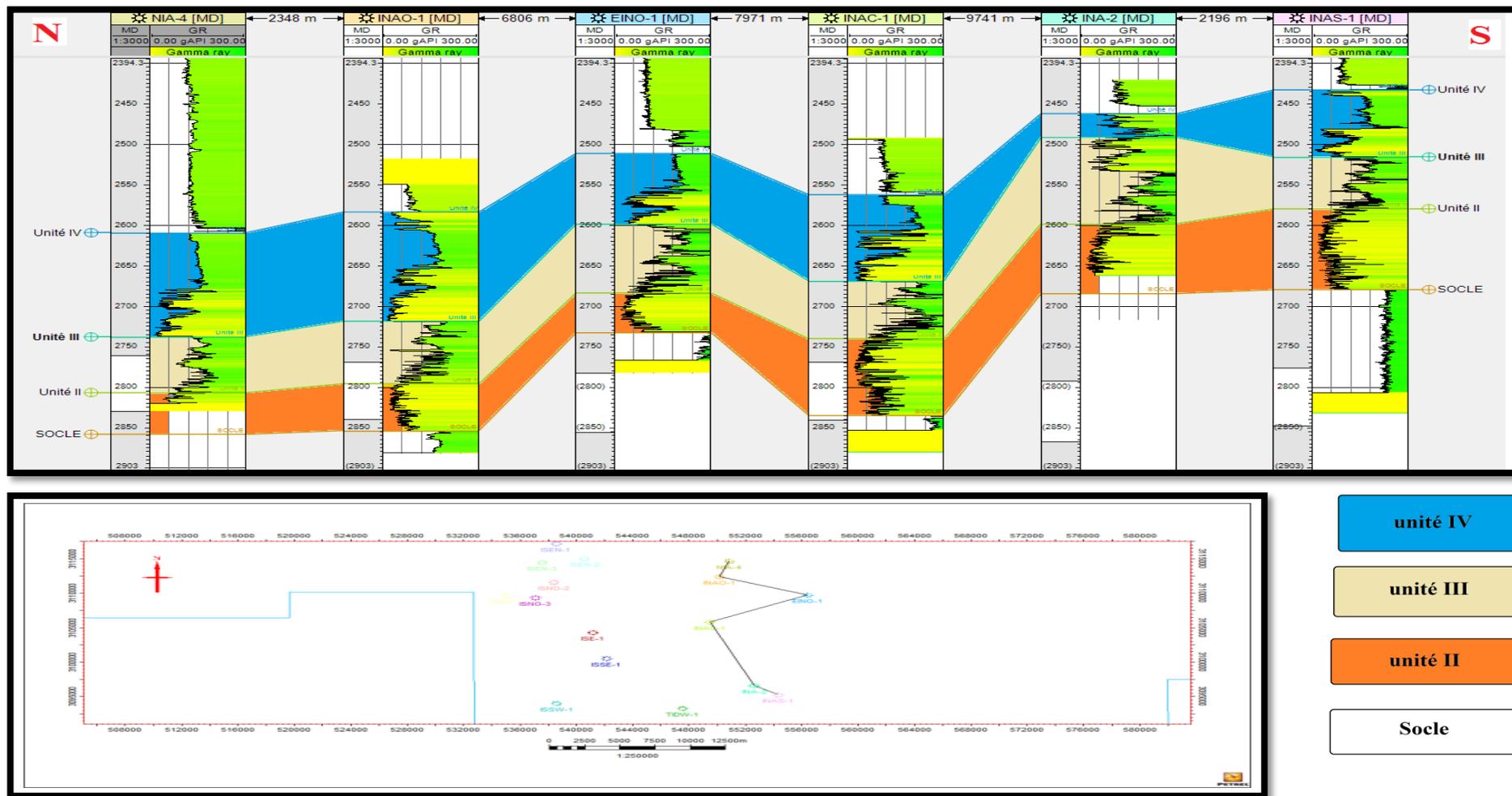


Figure II. 14 : Profil de corrélation diagraphique N-S montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits NIA-4, INAO-1, EINO-1, INAC-1, INA-2 et INAS-1

Conclusion

Les différents profils de corrélation réalisés dans la région d'étude entre les unités du réservoir Cambro-Ordovicien montrent que :

- L'unité IV appartient à un milieu de dépôt glaciaire et périglaciaire.
- L'épaisseur de cette unité augmente vers le Nord-Ouest où on remarque l'absence des unités III et II. Ceci est expliqué par une intense érosion subite par l'avancée de la glace sur les unités sous-jacentes et qui a abouti à la formation de la paléovallée (l'unité IV est en contact direct avec le socle).
- La structure de la paléovallée forme un monoclinal de direction NW-SE, où la partie Sud-Est se forme la paléo-High ; par contre, la partie Nord-Ouest au niveau des puits ISEN et ISNO, la paléovallée devient plus importante.

Introduction

L'étude des caractéristiques pétrophysiques est une partie importante pour l'évaluation d'un réservoir. L'interprétation de la variation des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile...), et la relation entre eux nous permet de déterminer :

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

III .1 Rappels

III.1.1 Définition de la porosité

III.1.1.1 La porosité (Φ)

Correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t) ; elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100$$

- Φ : porosité [%].
- V_t : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m^3]
- V_p : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m^3]
- V_s : volume réel des grains [m^3]

On distingue trois types de porosité, à savoir :

- **La porosité primaire:** c'est le volume total des vides dans la roche obtenue juste après la sédimentation.
- **La porosité secondaire:** c'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.
- **La porosité effective ou utile:** c'est le volume des vides connectés entre eux.

Elle est égale à :

$$\Phi_u = \Phi_t - \Phi_r$$

avec :

- Φ_u : porosité utile
- Φ_t : porosité totale
- Φ_r : porosité résiduelle

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à 5%
- Médiocre si elle est comprise entre 5 et 10%
- Moyenne si elle est comprise entre 10 et 20%
- Bonne si elle est comprise entre 20 et 30%
- Excellente si elle est supérieure à 30%.

III.1.2 Définition de la perméabilité

III.1.2.1 La perméabilité (K)

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.

Henry Darcy réalisa une série d'expériences sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable. La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité (K) d'un milieu d'épaisseur (L), laissant passer 1 cm³ par seconde (Φ) d'un fluide de viscosité 1 centpoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression (Dp) de 1 atm à travers une surface (S) de 1 cm².

$$K = (Q \cdot L \cdot \mu) / S \cdot (P_2 - P_1)$$

avec :

- $Dp = P_2 - P_1$
- Q : Volume d'eau écoulé par unité de temps [cm³/s en unités CGS]
- P_1 : Pression entrante [atm en unités CGS]
- P_2 : Pression sortante [atm en unités CGS]

- S : Surface de la couche filtrante [cm^2 en unités CGS]
- k : Perméabilité [Darcy en unités CGS]
- μ : Viscosité du fluide [centpoise en unités CGS]
- L : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]

III.1.2.2 Echelle quantitative de la perméabilité

- Compact (Tight) si $k \ll 0.1$ mD
- Très faible si $K < 1$ mD
- Faible si K de 1 à 10 mD
- Médiocre si K de 10 à 50 mD
- Moyenne si K de 50 à 200 mD
- Bonne si K de 200 à 500 mD
- Excellente si $K > 500$ mD.

III.1. 2.3 Types de perméabilités

- **Perméabilité spécifique ou absolue** : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
- **Perméabilité effective** : quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.
- **Perméabilité relative** : c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

III.1.3 La relation entre la porosité et la perméabilité

En général, il n'existe pas de relation qualitative directe entre ces deux grandeurs. Dans la plupart des cas, on constate que la perméabilité est une fonction croissante du rayon des pores et de la porosité.

Les argiles ont des porosités élevées et des perméabilités très faibles. A l'inverse, les roches fissurées, généralement compactes, auront une perméabilité élevée et une porosité faible.

Il existe différentes lois de corrélation empiriques utilisées en diagrapie pour déterminer la perméabilité à partir de la porosité. La seule façon satisfaisante pour obtenir cette valeur est de faire des tests de formation (DST et / ou échantillonnage de fluides de formation) ou des mesures sur les carottes (**Fig. III.1**).

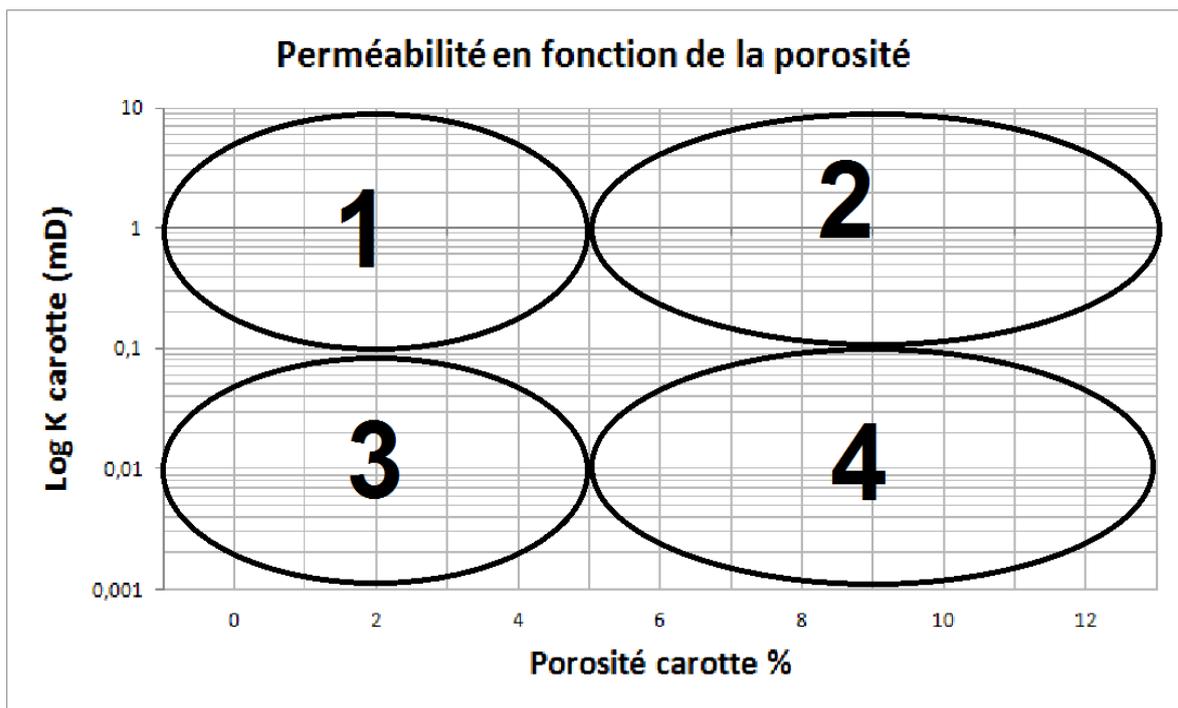


Figure III. 1 Les différents types de réservoirs selon la relation porosité-perméabilité

- **La zone 1** : La porosité inférieure à 5 % et 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 % et la perméabilité supérieure à 0.1 mD, dans cette zone le réservoir est homogène (conventionnel).
- **La zone 3** : La porosité inférieure à 5 % et la perméabilité inférieure à 0.1 mD, Dans cette zone il y a un grand effet de la compaction et de la sédimentation secondaire, donc le réservoir est compact (tight réservoir).
- **La zone 4** : La porosité supérieure à 5 % et la perméabilité inférieure à 0.1 mD, Il y a un effet de la cimentation.

III.2 Méthodologie

III.2.1 Calcul de moyenne de la porosité

Le calcul de la moyenne de porosité par drain nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs de porosité qui s'effectuera comme suit :

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

Avec :

- M_a : moyenne arithmétique
- X_i : valeur mesurée
- n : nombre des valeurs mesurées.

III.2.2 Calcul de la moyenne de la perméabilité

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

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

avec :

K_{moy} : Moyenne géométrique (mD).

III.2.3 Traitement des données géologiques

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté d'une part, d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des courbes de corrélations et d'autre part, de réaliser des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité.

Une population de volume J caractérisant un paramètre pétrophysique X étudié tel que :

$$J = j_1 + j_2 + j_3 + j_4 + j_5 + \dots + j_i$$

- Cette population sera divisée en groupes (**N**) appelés classes. On détermine le nombre de groupes par la formule de **Sterjess** comme suit :

$$N=1+3,322* \text{LOG}(J)$$

- La longueur du groupe est calculée par la formule suivante :

$$d= \frac{E}{N}$$

où:

E est l'étendue de la population.

- La fréquence **Fi** de chaque groupe se détermine par la formule suivante :

$$F_i = \frac{n_i}{J}$$

où :

i=1, 2, 3,4.....**n**. tel que : \sum de **Fi** = 1.

Avec ces fréquences on obtient une courbe en escalier qu'on appellera histogramme de fréquences.

- La représentation des fréquences donne un histogramme de fréquences cumulées.

Cette somme est calculée selon la formule suivante :

$$C_i = F_i + F_{i-1} + \dots + F_1$$

où :

- **C_i** : valeur cumulée à la classe **i**.
- **F_i** : fréquence de la classe **i**.

III.3 Interprétation des cartes en iso-valeurs de l'unité IV

On a réalisé une étude statistique des paramètres pétrophysiques sur la base des données de 05 puits qui sont : ISEN-1, ISEN-2, ISNO-1, ISSE-1 et INAC-1, pour mieux comprendre les paramètres de réservoir étudié et le calcul des réserves, ce qui fait l'objet du chapitre suivant (**Fig. III.2**).

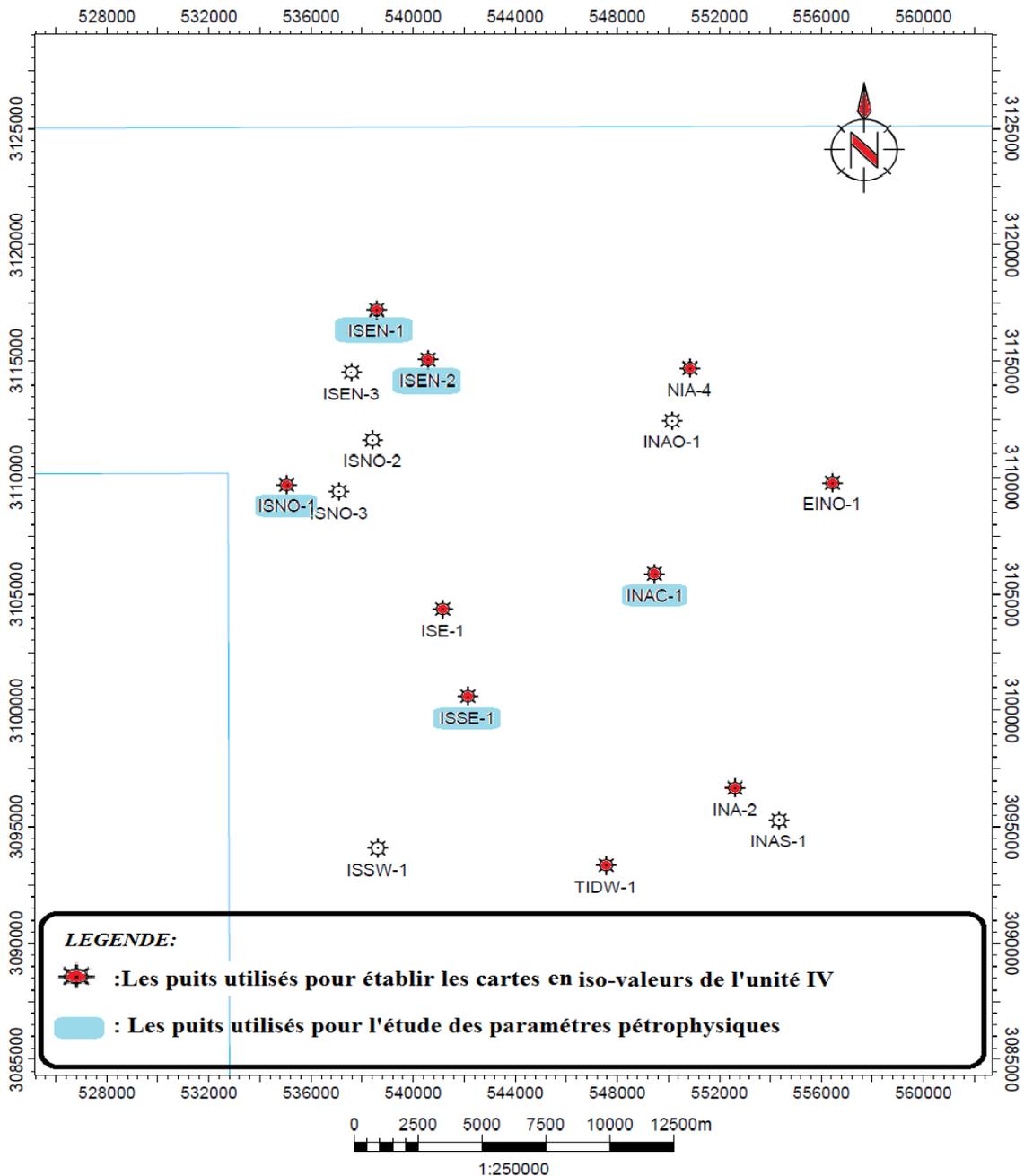


Figure III. 2 Carte de positionnement des puits dans la région d'étude.

III.3.1 Interprétation des paramètres géologiques

Dans notre étude, on a établi des cartes en iso-valeurs à partir des données de 10 puits. Pour une meilleure précision, les logiciels *Petrel* et *Surfer* ont été utilisés

III.3.1.1 La carte en isobathe au toit de l'unité IV

Dans cette carte (**Fig. III.3**), on remarque que la profondeur augmente en allant vers le NW, et forme une structure monoclinale d'une direction SE-NW. La valeur maximale se situe au niveau du puits ISE-1 avec une profondeur de 2717 m, tandis que la valeur la plus faible se situe au niveau du puits INAS-1(2433 m) dans la partie Sud-Est de la région.

Interprétation :

Cette structure monoclinale est le résultat d'une intense érosion (paléovallée) suivant la direction SE-NW.

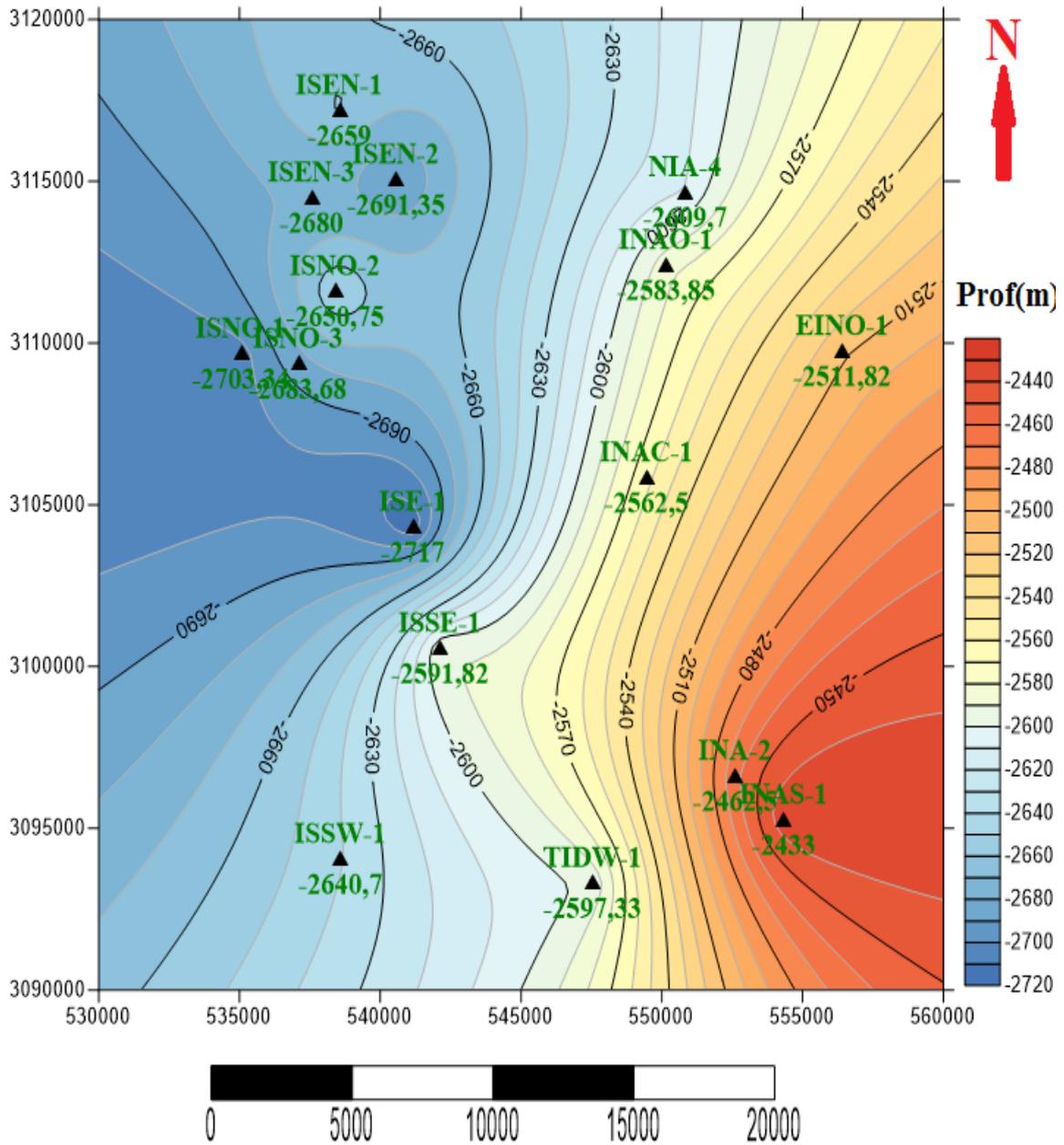
III.3.1.2 La carte en isopaque de l'unité IV

La carte en isopaque de l'unité IV (**Fig. III.4**), montre de faibles épaisseurs dans les parties orientale et sud orientale, au voisinage des puits EINO-1, INAS-1, TIDW-1, INA-2, où elles ne dépassent pas 90 m. En allant vers le NE et SW de la carte, l'épaisseur de l'unité IV augmente et varie entre 100 et 135 m.

D'importantes valeurs d'épaisseurs sont enregistrées dans la partie NW de la carte au voisinage des puits ISNO-2, ISEN-2 et ISNO-3, où les épaisseurs varient entre 200 et 254 m.

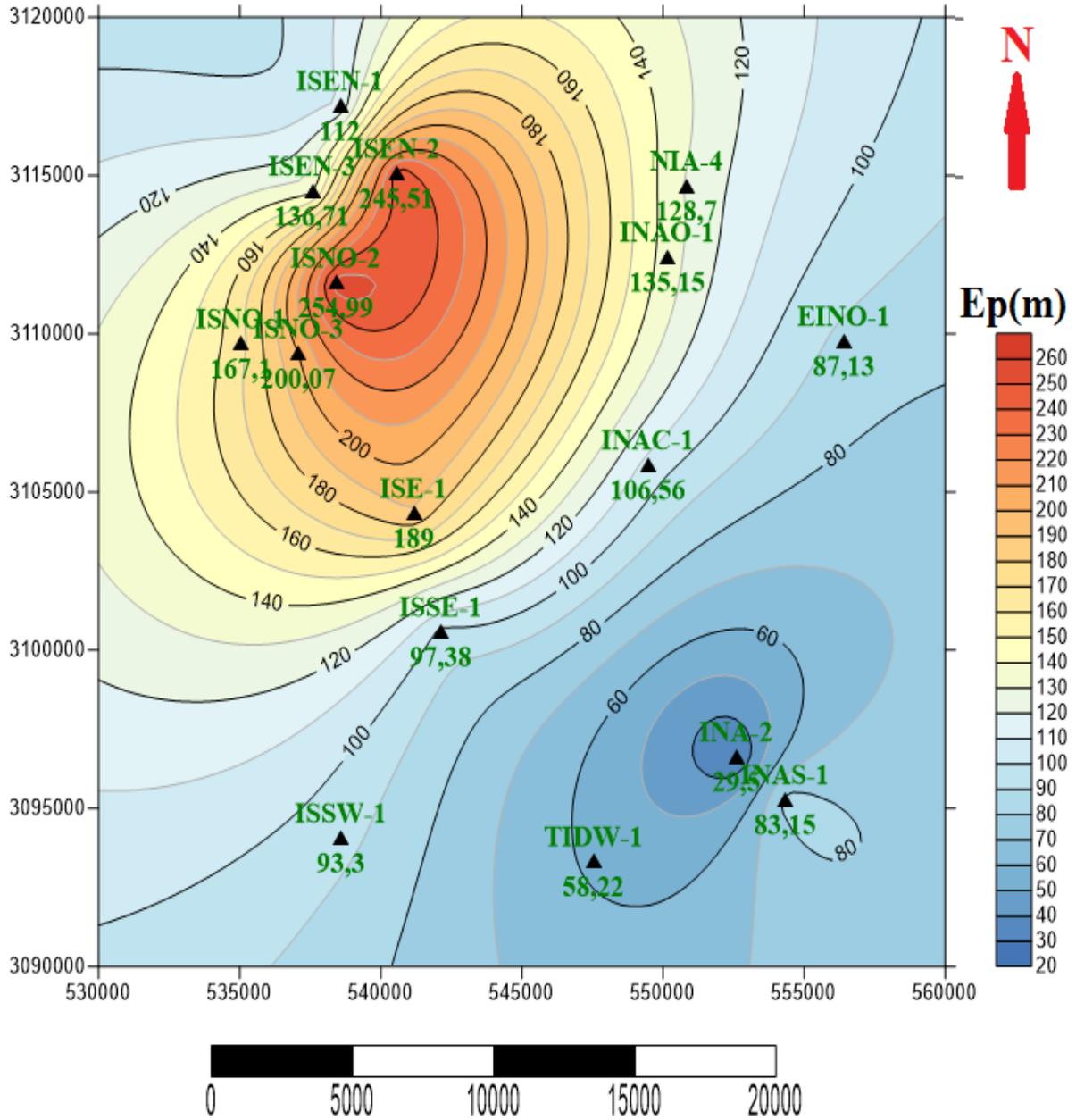
Interprétation :

- L'augmentation de l'épaisseur est due à une intense érosion glaciaire (la paléovallée) qui résulte de l'érosion des unités II et III.
- La diminution de l'épaisseur est due peut-être à une faible érosion des unités II et III ou bien à un faible apport de sédiments.



LEGENDE:
ISE-1: Nom du puits
 ▲ : Position du puits
 — -2600- — : Isoligne
 Equidistance : 30 m

Figure III. 3: Carte en isobathe de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien



LEGENDE:
ISE-1: Nom du puits
 ▲ : Position du puits
 — 100 — : Isoligne
 Equidistance: 20 m

Figure III. 4: Carte en isopaque de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien

III.3.2 Interprétation des paramètres pétrophysiques

III.3.2.1 La carte en isoporosité

D'après l'analyse de cette carte (**Fig. III.5**), on remarque que dans la partie NNE-SW de la zone d'étude, les valeurs de porosité augmentent en s'améliorant au voisinage des puits NIA-4, ISE-1 et ISSE-1 avec une porosité maximale entre 5.75 et 5.96 %, tandis que dans la partie Sud on enregistre de faibles valeurs de porosité au voisinage du puits TIDW-1 avec une valeur minimale d'environ 0.95 %.

Interprétation :

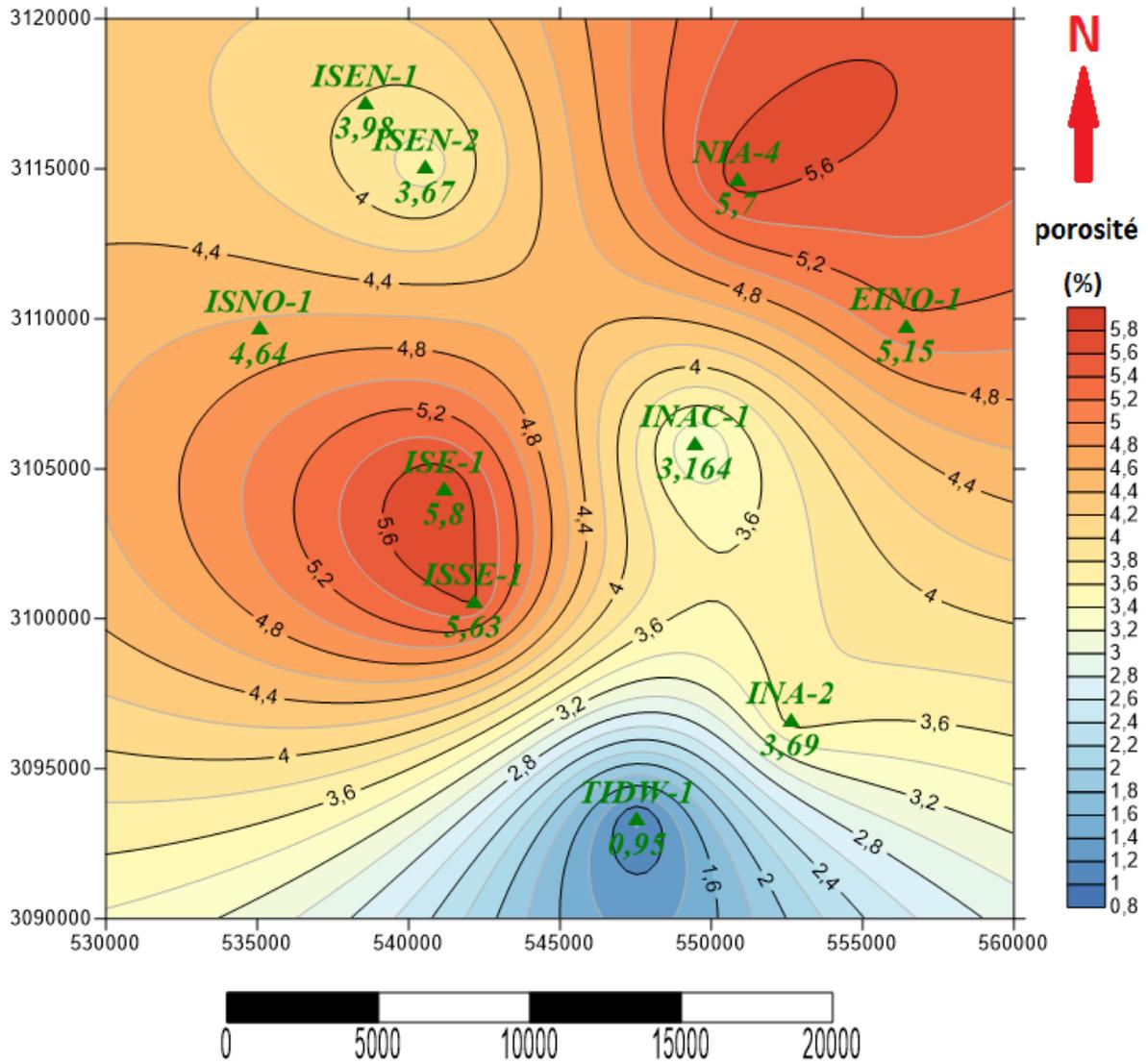
- Les faibles valeurs de porosité peuvent être expliquées par l'enrichissement du milieu en argile.
- L'amélioration de la porosité est due probablement à la nature du dépôt sédimentaire qui a comblé la paléovallée (remplissage chaotique).
- Cette variation de la porosité est liée aux phénomènes diagénétiques et probablement à la tectonique.

III.3.2.2 La carte en isoperméabilité

D'après la carte en isoperméabilité de l'unité IV (**Fig. III.6**), on peut dire que les valeurs sont très faibles. Celle-ci présente de faibles valeurs sur toute la région à l'exception de la partie Nord au voisinage du puits NIA-4 qui enregistre une valeur de 0.12 mD et au Sud-Ouest au voisinage du puits ISSE-1 avec une valeur de 0.185 mD.

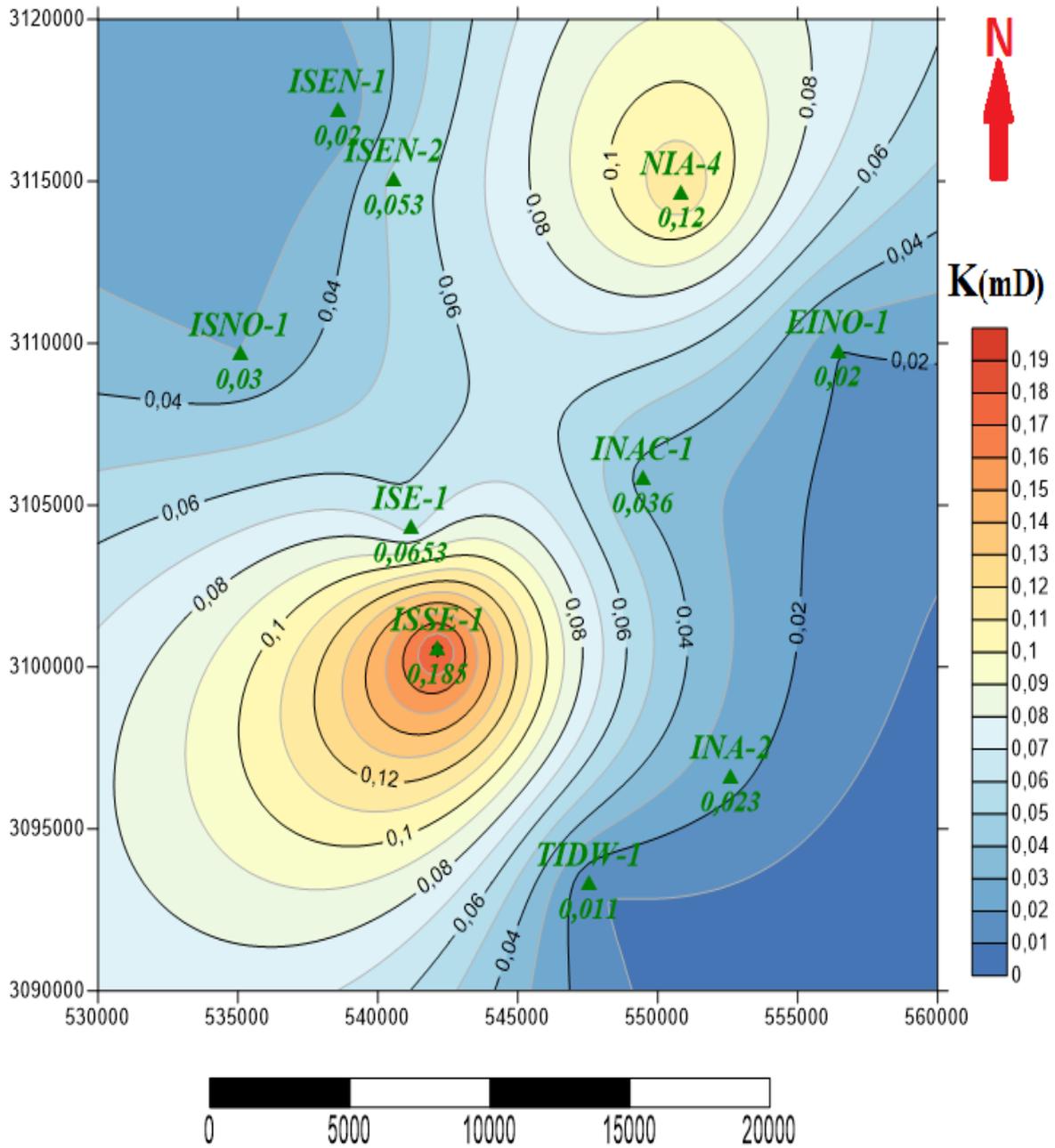
Interprétation :

- Ces faibles valeurs montrent que l'unité IV est compacte. Le caractère tight du réservoir est expliqué par l'intensité des phénomènes diagénétiques.
- les valeurs de perméabilité sont très faibles à cause de l'enrichissement du milieu réservoir en argile.



LEGENDE:
ISE-1: Nom du puits
 ▲ : Position du puits
 — 2,8 — : Isoligne
 Equidistance: 0,4 (%)

Figure III. 5 : Carte en isoporosité de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien



LEGENDE:
ISE-1: Nom du puits
 ▲ : Position du puits
 — 0,08 — : Isoligne
 Equidistance: 0,2 (mD)

Figure III. 6 : Carte en isoperméabilité de l'unité IV du réservoir Cambro-Ordovicien

IV. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques

IV.1 Histogrammes de la porosité

- L'histogramme de la porosité du puits ISEN-2 (**Fig. III.7**) montre une distribution unimodale. La classe modale correspond à l'intervalle [4-5[% dont la fréquence est de 25.44%.
- L'histogramme de la porosité du puits ISEN-1 (**Fig. III.8**) montre une distribution bimodale.
 - ❖ Le premier mode correspond à l'intervalle [2.4-3.4 [% dont la fréquence est de 29.58%.
 - ❖ Le deuxième mode correspond à l'intervalle [4.4-5.4 [% avec une fréquence de 16.90%.
- L'histogramme de la porosité du Puits ISSE-1 (**Fig. III.9**) montre une distribution bimodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [1-4[% dont la fréquence est de 35.71%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [13-16[% dont la fréquence de la classe modale est de 7.14%.
- L'histogramme de la porosité du Puits ISNO-1 (**Fig. III.10**) montre une distribution bimodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [1-2[% dont la fréquence est de 15.89%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [6-7[% dont la fréquence de la classe modale est de 34.58%.
- L'histogramme de la porosité du Puits INAC-1 (**Fig. III.11**) montre une distribution polymodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [1.5-2.5 [% dont la fréquence est de 18.18%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [3.5-4.5 [% dont la fréquence de la classe modale est de 18.18%.
 - ❖ *Le troisième mode*: correspond à l'intervalle [5.5-6.5 [% dont la fréquence est de 12.12%.

Interprétation :

Nous avons deux types de porosité, à savoir :

- porosité primaire (matricielle)
- porosité secondaire : qui est le résultat de la dissolution, la fissuration, le pourcentage d'argile et la granulométrie

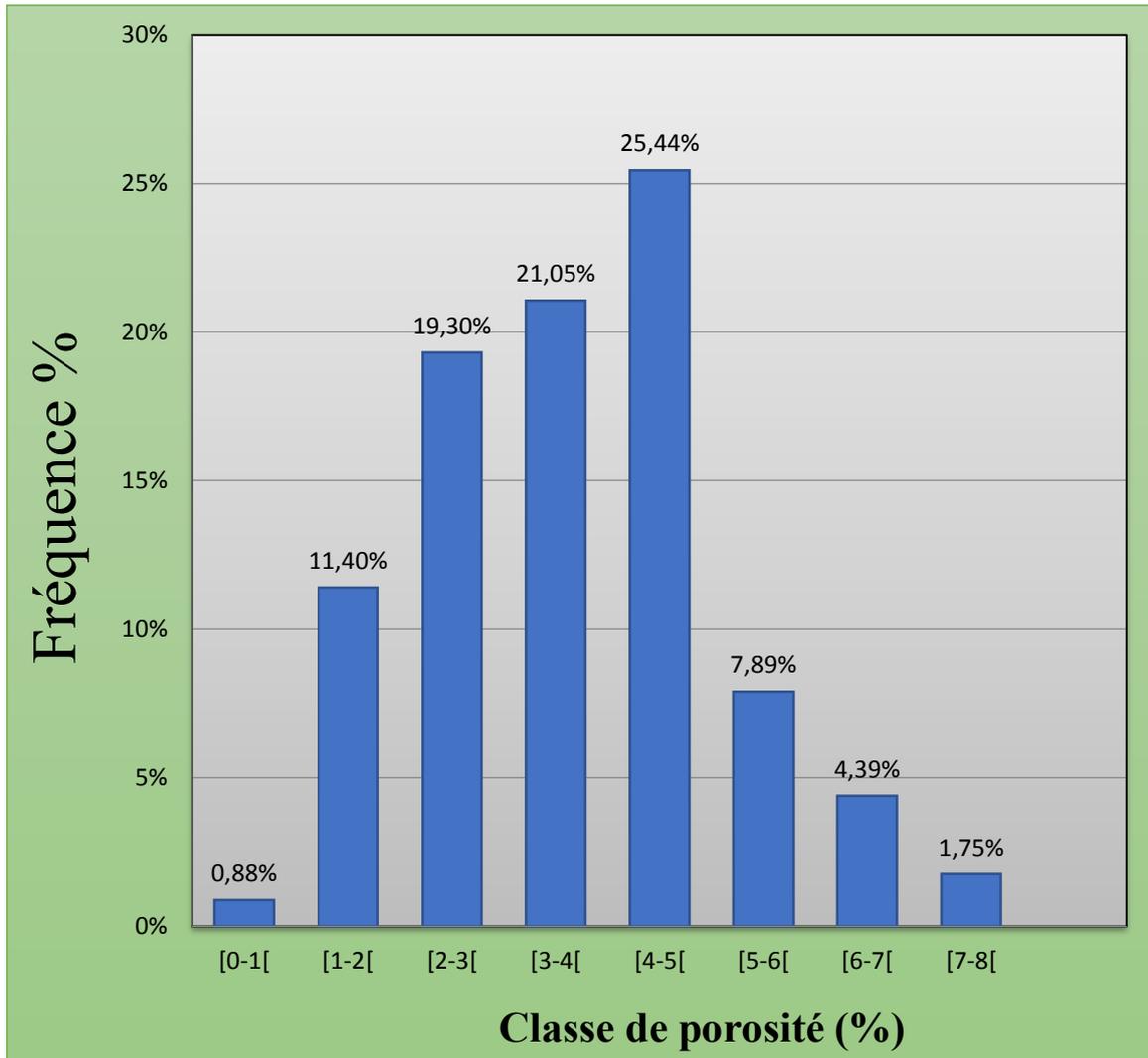


Figure III. 7 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISEN-2

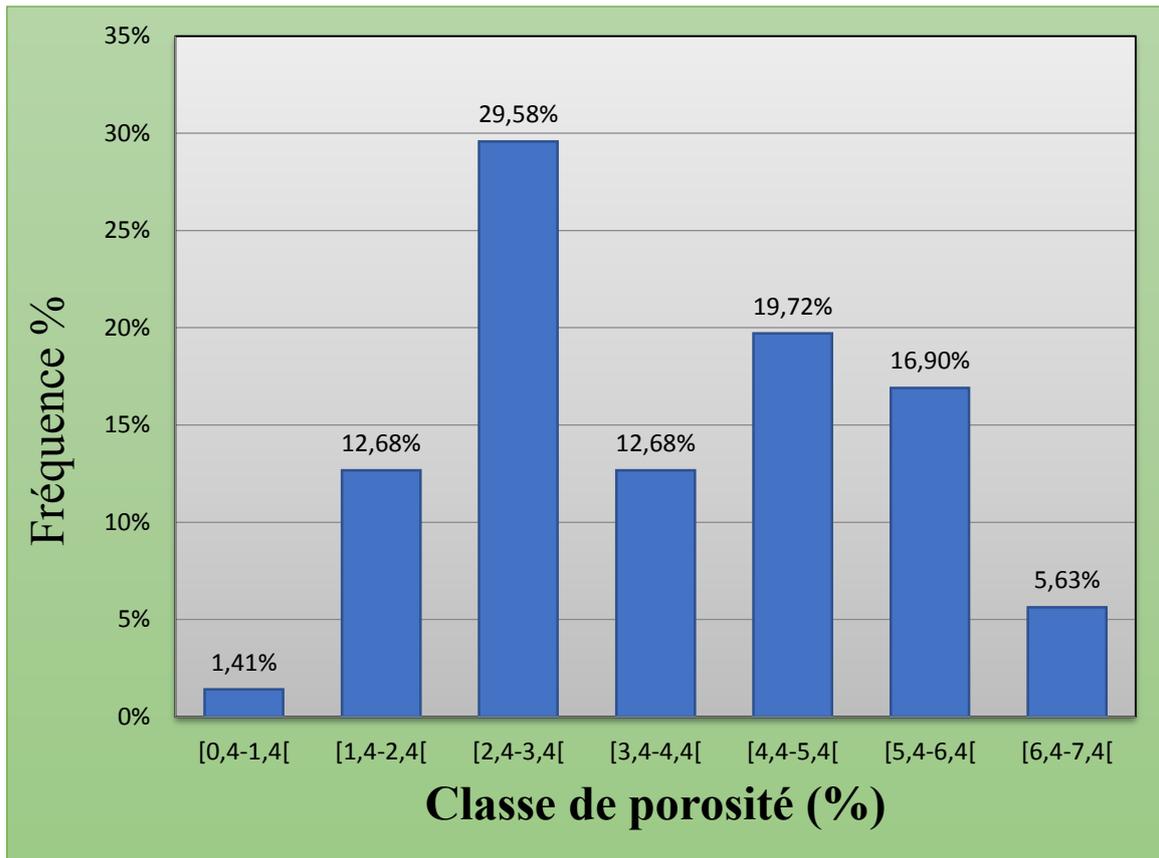


Figure III. 8 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISEN-1

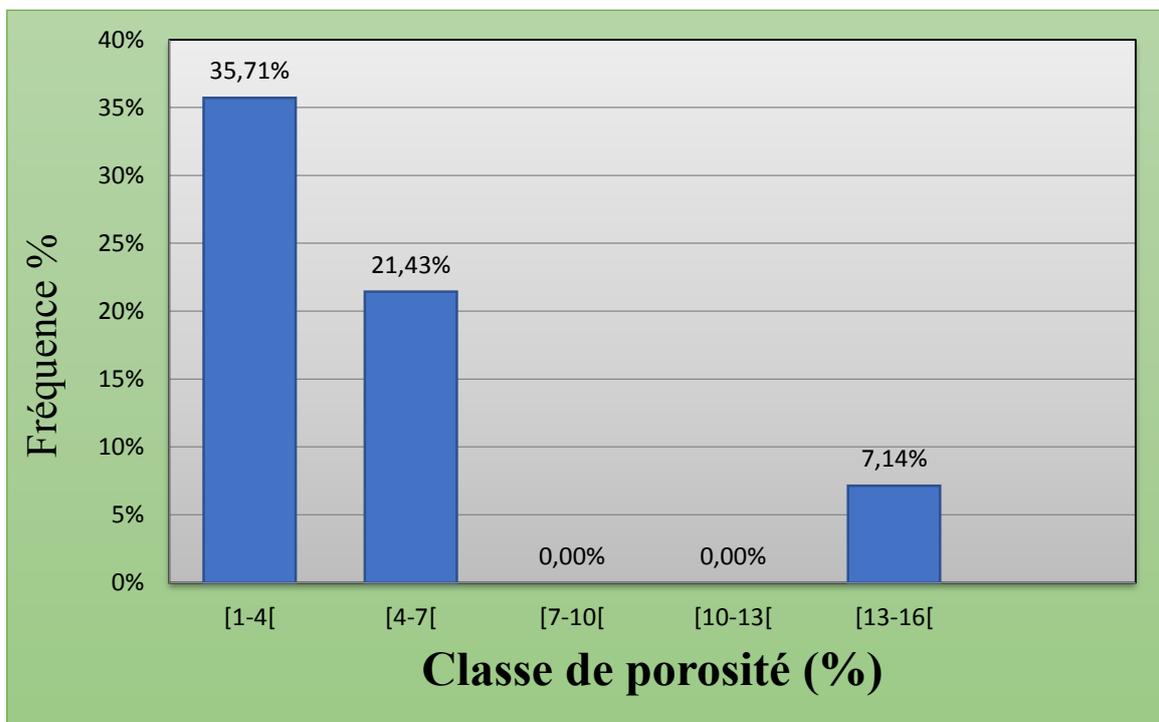


Figure III. 9 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISSE-1

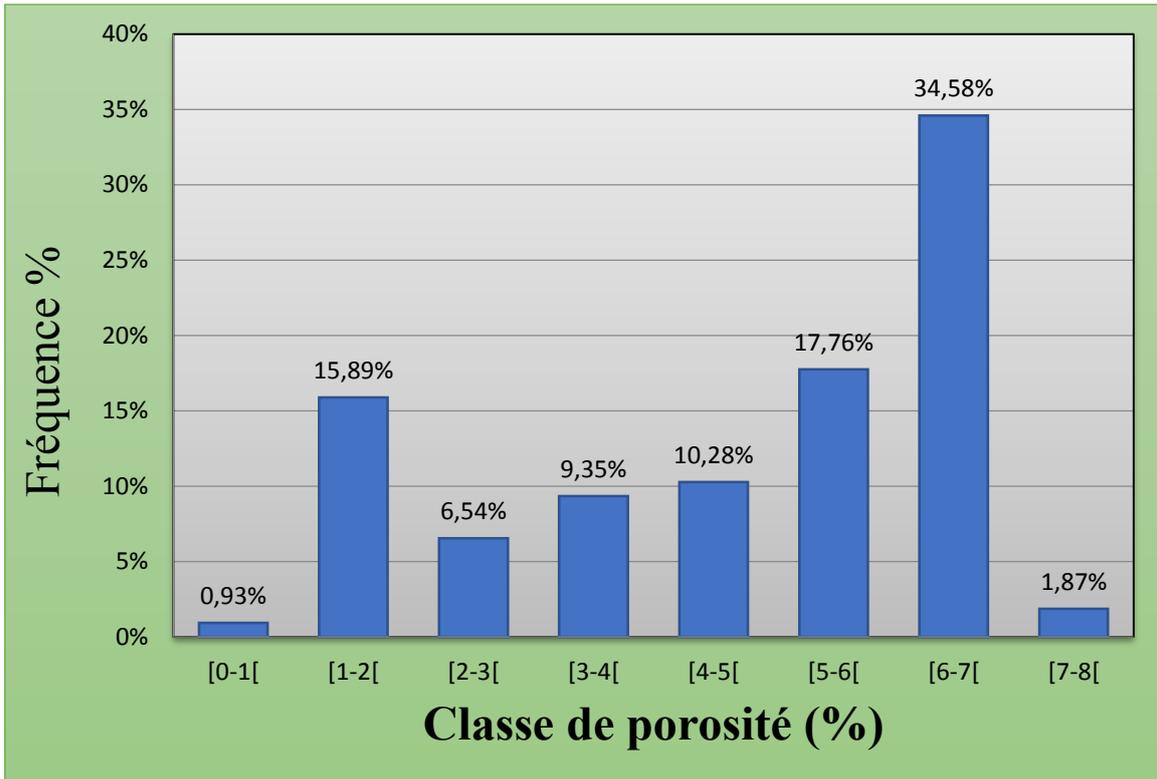


Figure III. 10 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits ISNO-1

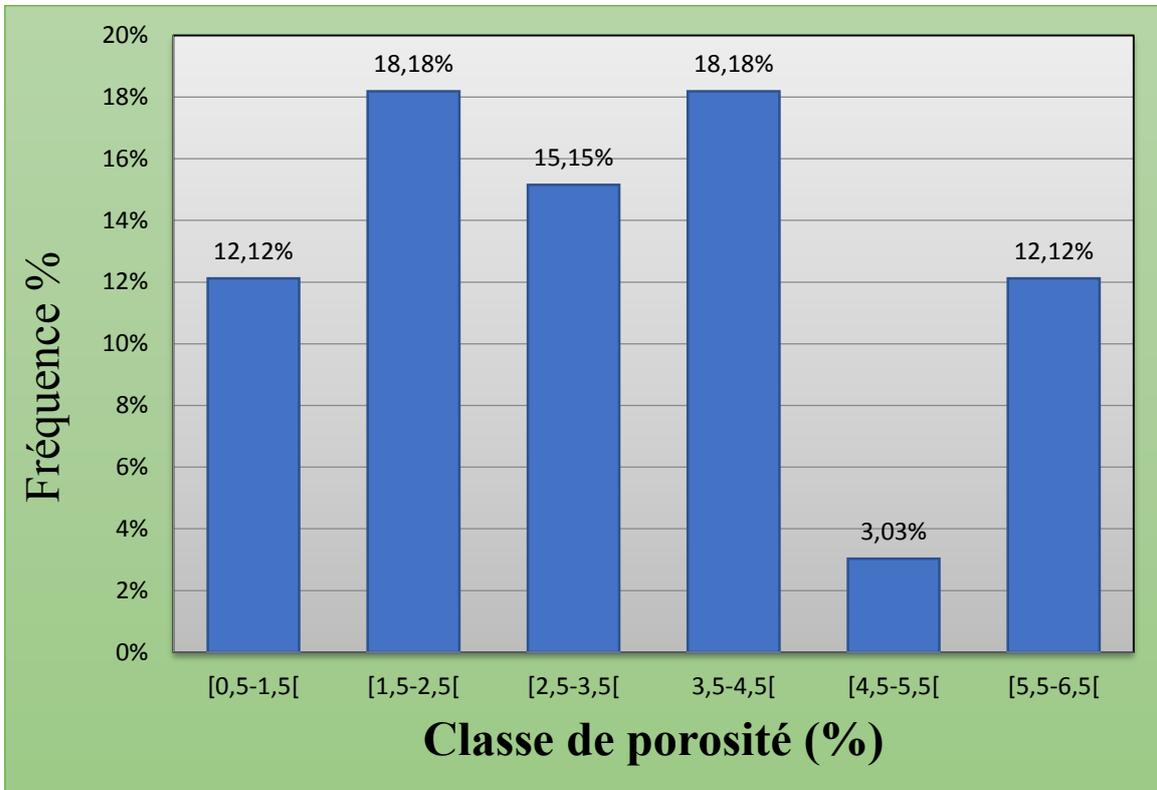


Figure III. 11 : Histogramme de la porosité dans l'Unité IV du puits INAC-1

IV.2 Histogrammes de la perméabilité

- L'histogramme des classes de la perméabilité du Puits ISEN-2 (**Fig. III.12**) montre une distribution polymodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [0.02-0.08 [mD dont la fréquence de la classe modale est de 71.05%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [0.32-0.38 [mD dont la fréquence de la classe modale est de 0.88%.
 - ❖ *Le troisième mode* : correspond à l'intervalle [0.44-0.5[mD dont la fréquence de la classe modale est de 0.88%.

- L'histogramme des classes de la perméabilité du Puits ISEN-1(**Fig. III.13**) montre une distribution polymodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [0.01-0.016[mD dont la fréquence de la classe modale est de 42.86%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [0.028-0.034[mD dont la fréquence de la classe modale est de 7.14%.
 - ❖ *Le troisième mode* : correspond à l'intervalle [0.04-0.046[mD dont fréquence de la classe modale est de 17.14%.

- L'histogramme des classes de la perméabilité Puits ISSE-1 (**Fig. III.14**) montre une distribution bimodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [0-0.2[mD dont la fréquence de la classe modale est de 35.71%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [0.7-0.9[mD dont la fréquence de la classe modale est de 7.14%.

- L'histogramme des classes de la perméabilité du Puits ISNO-1 (**Fig. III.15**) montre une distribution bimodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [0.03-0.04[mD dont la fréquence de la classe modale est de 24.69%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [0.05-0.06[mD dont la fréquence de la classe modale est de 29.63%.

- L'histogramme des classes de la perméabilité du Puits INAC1 (**Fig. III.16**) montre une distribution bimodale :
 - ❖ *Le premier mode* : correspond à l'intervalle [0.1-0.5[mD dont la fréquence de la classe modale est de 72.73%.
 - ❖ *Le deuxième mode* : correspond à l'intervalle [0.9-1.3[mD dont la fréquence de la classe modale est de 6.06%.

Interprétation :

Nous avons deux types de perméabilité, à savoir :

- Perméabilité primaire (matricielle)
- Perméabilité secondaire : est due probablement à la fracturation ou bien à la recristallisation des minéraux au sein du réservoir.

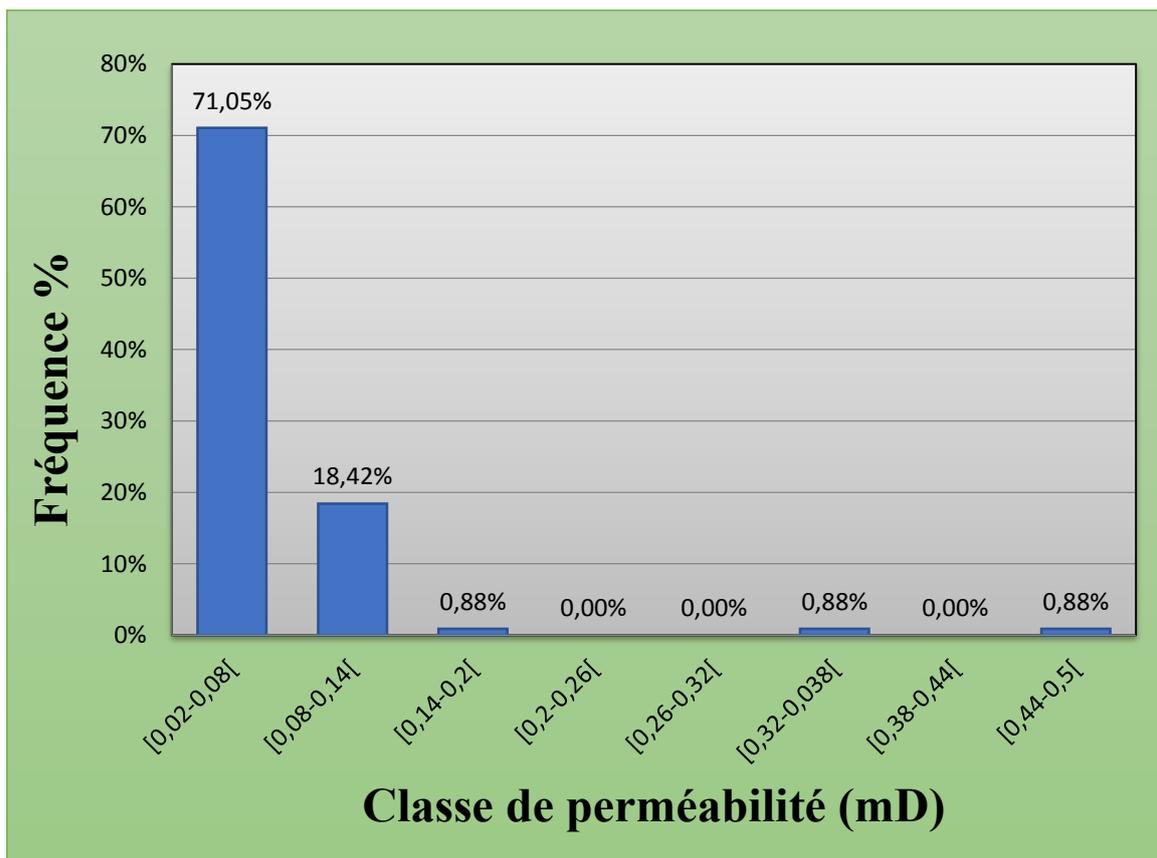


Figure III. 12 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISEN-2

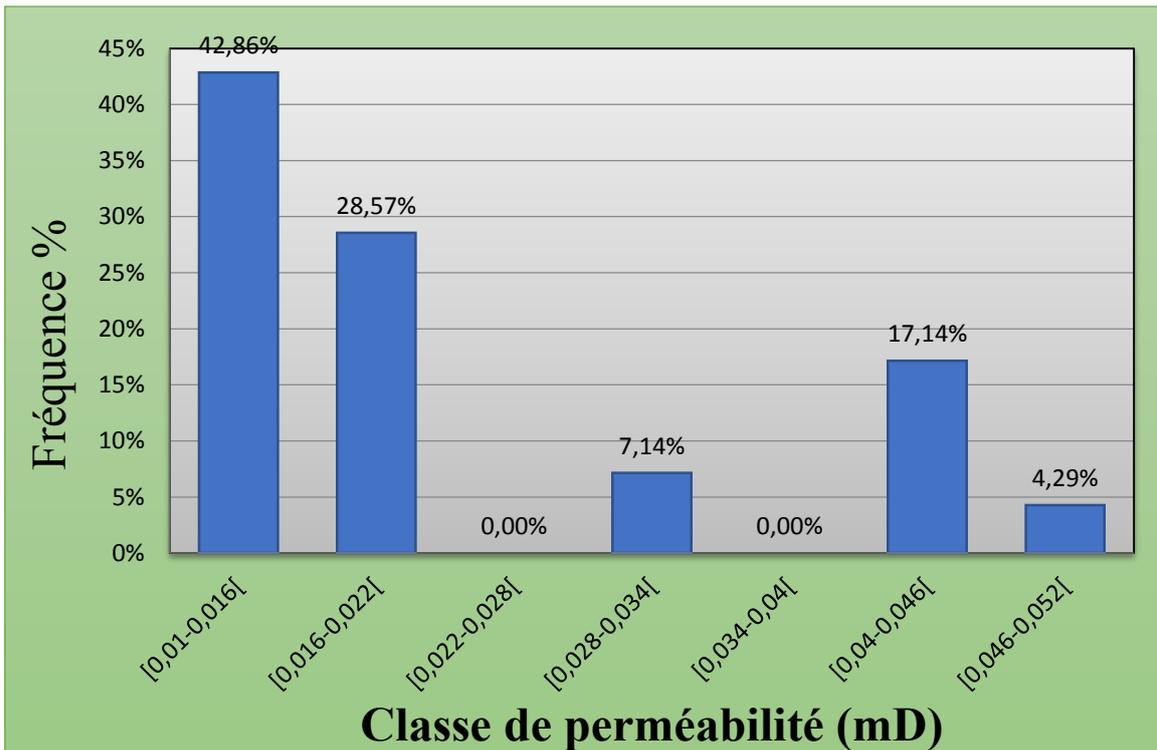


Figure III. 13 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISEN-1

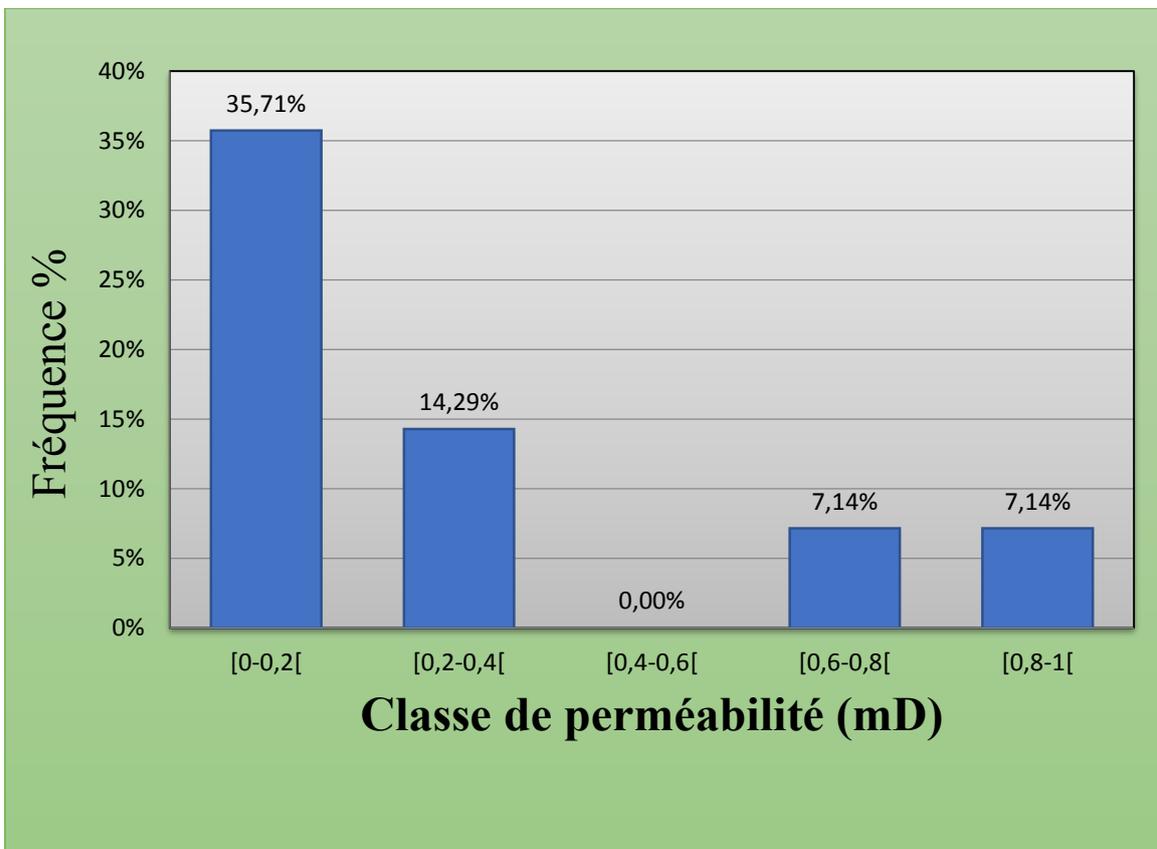


Figure III. 14 : Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISSE-1

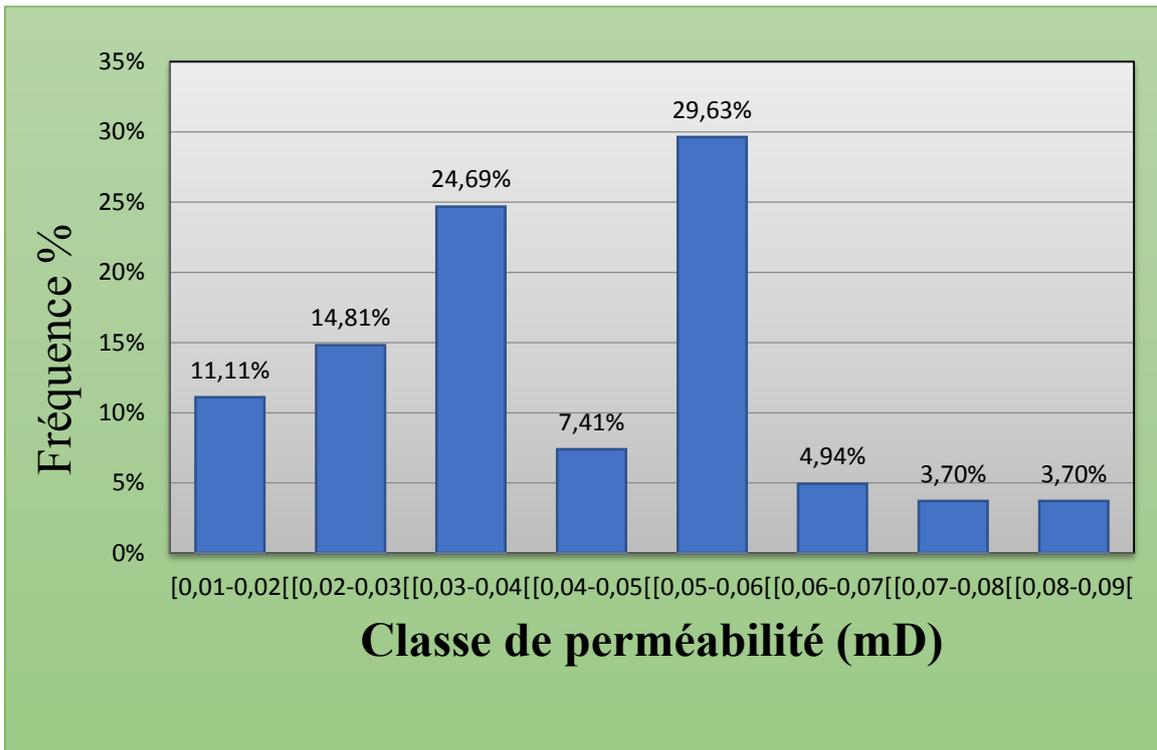


Figure III. 15 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits ISNO-1

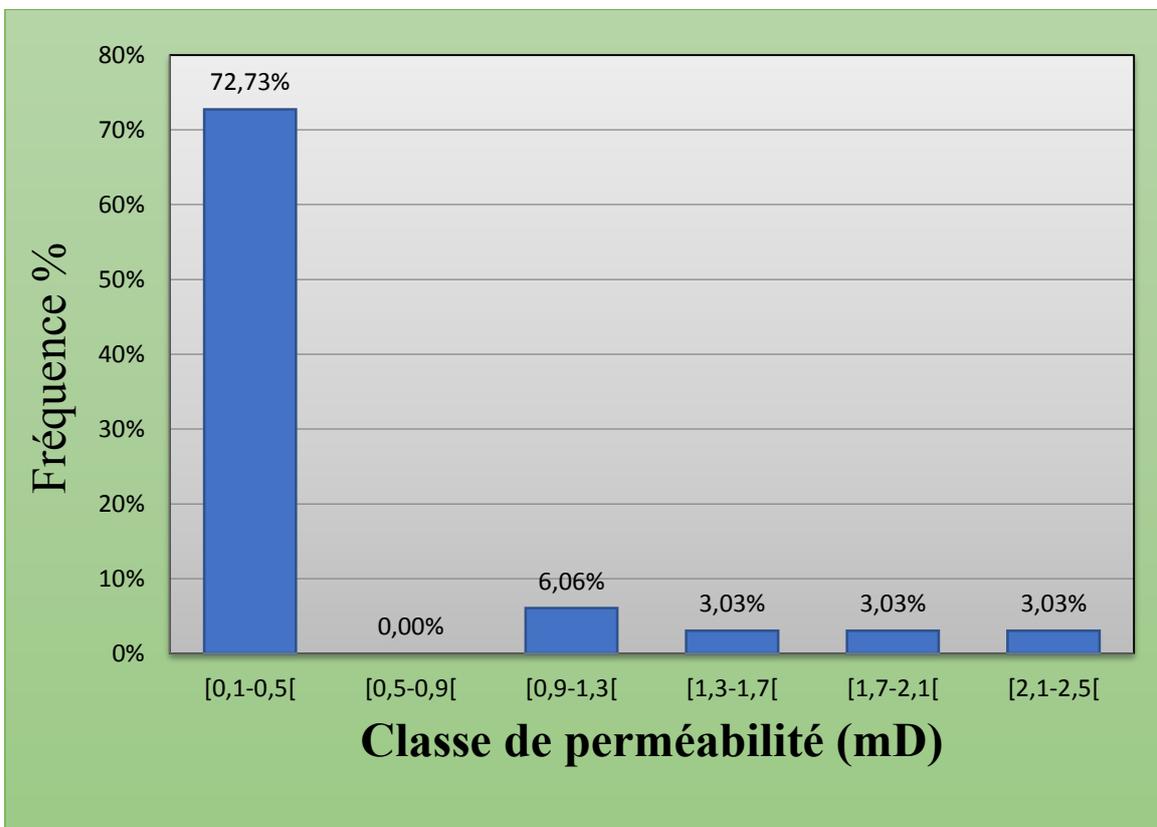


Figure III. 16 Histogramme de la perméabilité dans l'Unité IV du puits INAC-1

IV.3 Corrélation entre la porosité et la perméabilité

- La courbe de corrélation au niveau du puits ISEN-2 (**Fig. III.17**) montre que les points s'organisent horizontalement et où on observe une corrélation très faible avec un coefficient égal à **0.011**. Ce diagramme nous permet de déduire que cette distribution correspond à un réservoir hétérogène.

- La courbe corrélation au niveau du Puits ISEN-1 (**Fig. III.18**) montre que les points s'organisent horizontalement et où on observe une corrélation très faible avec un coefficient égal à **0.27**. Ce diagramme nous permet de déduire que cette distribution correspond à un réservoir hétérogène.

- La courbe corrélation au niveau du Puits ISSE-1 (**Fig. III.19**) montre que les points s'organisent horizontalement et où on observe une corrélation très faible avec un coefficient égal à **0.0038**. Ce diagramme nous permet de déduire que cette distribution correspond à un réservoir hétérogène.

- La courbe corrélation au niveau du Puits ISNO-1 (**Fig. III.20**) montre que les points s'organisent horizontalement et où on observe une corrélation très faible avec un coefficient est égal à **0.097**. Ce diagramme nous permet de déduire que cette distribution correspond à un réservoir hétérogène.

- La courbe corrélation au niveau du Puits INAC-1 (**Fig. III.21**) montre que les points s'organisent horizontalement et où on observe une corrélation très faible avec un coefficient est égal à **0.27**. Ce diagramme nous permet de déduire que cette distribution correspond à un réservoir hétérogène.

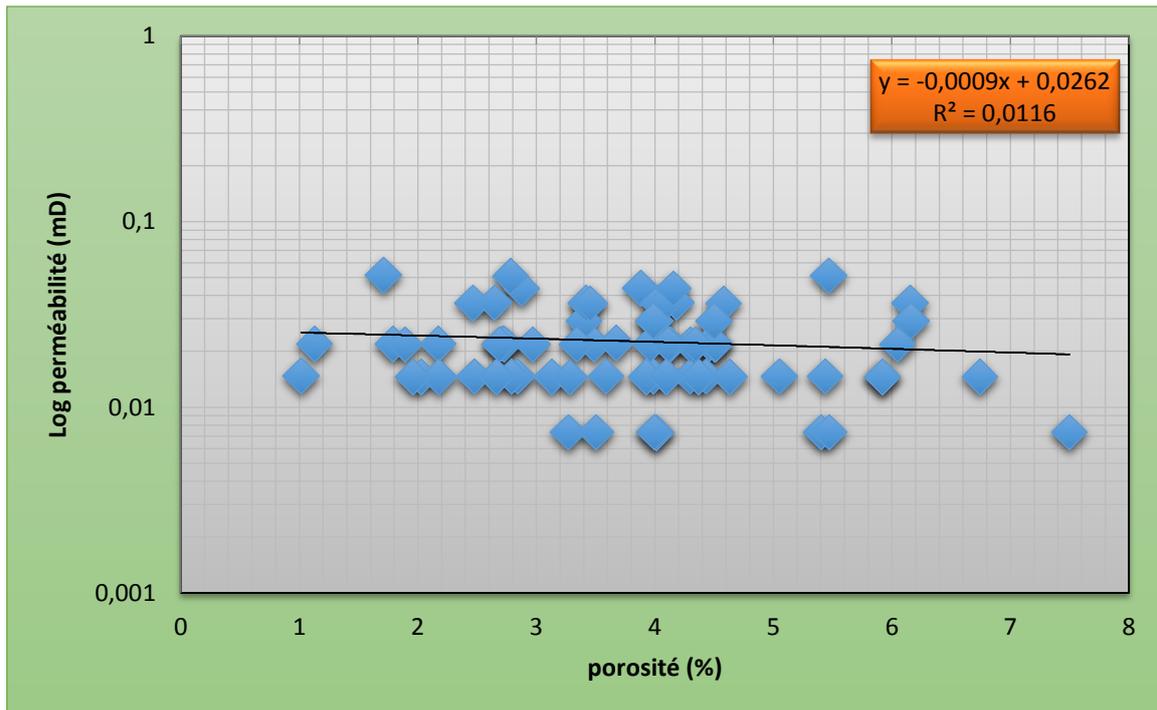


Figure III. 17 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-2

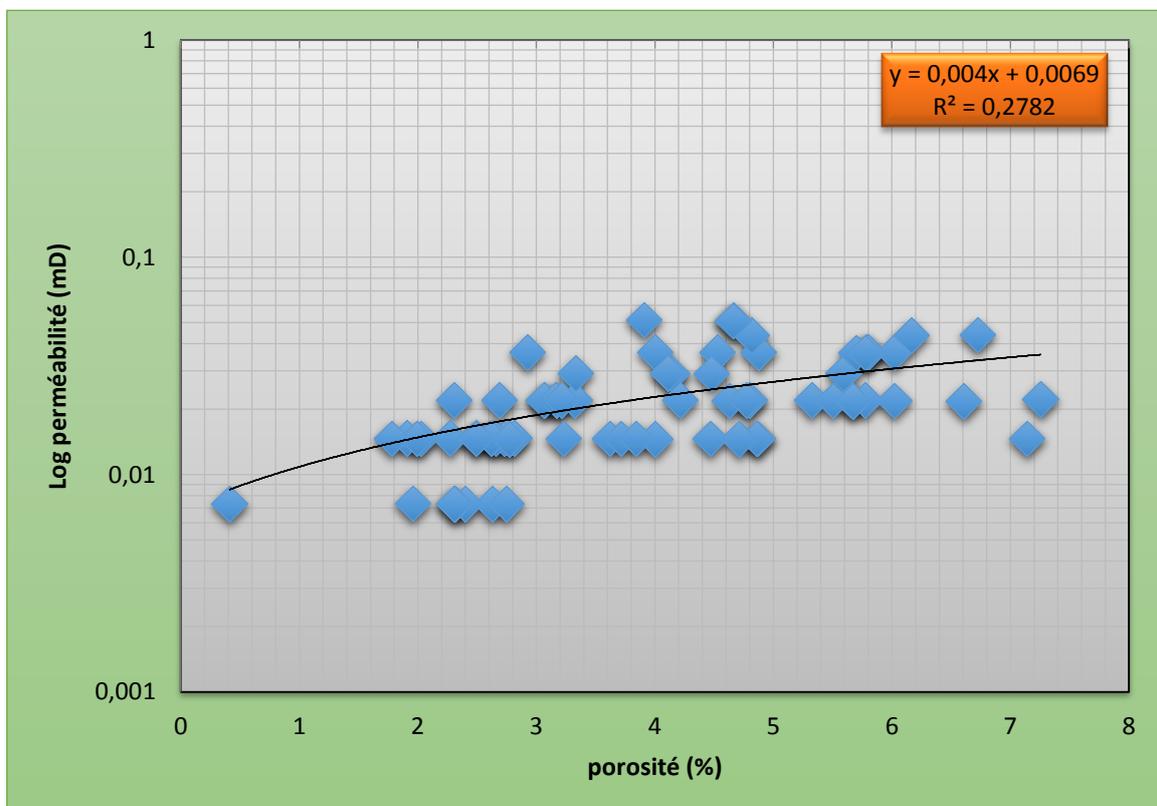


Figure III. 18 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-1

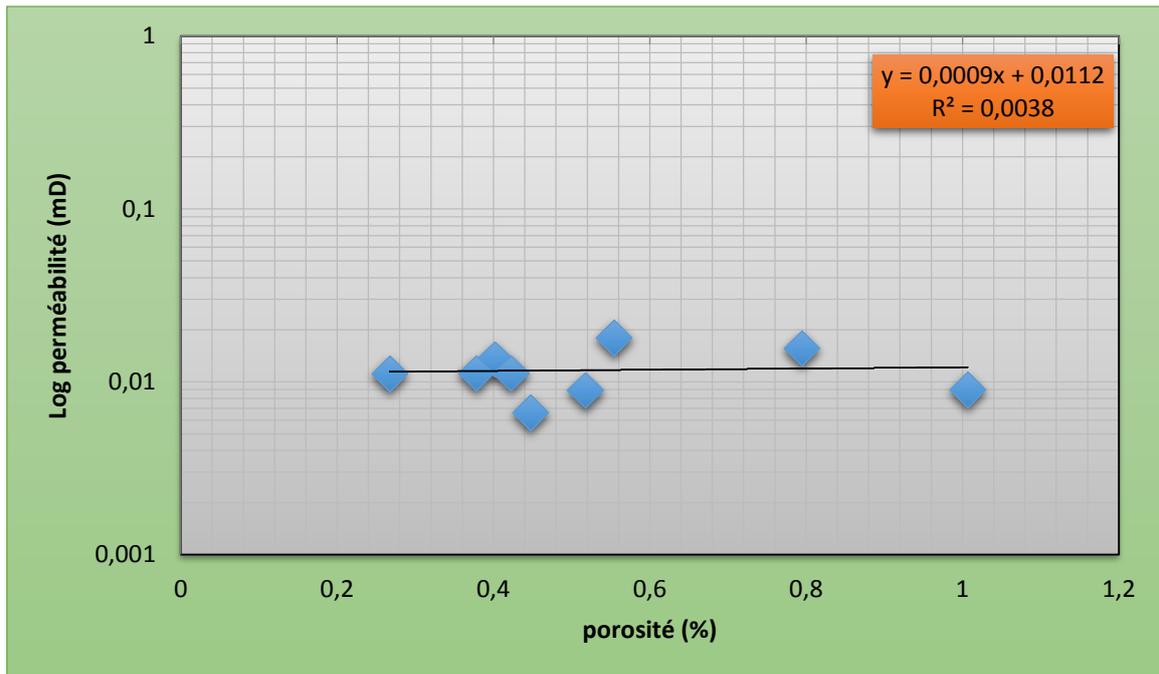


Figure III. 19 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISSE-1

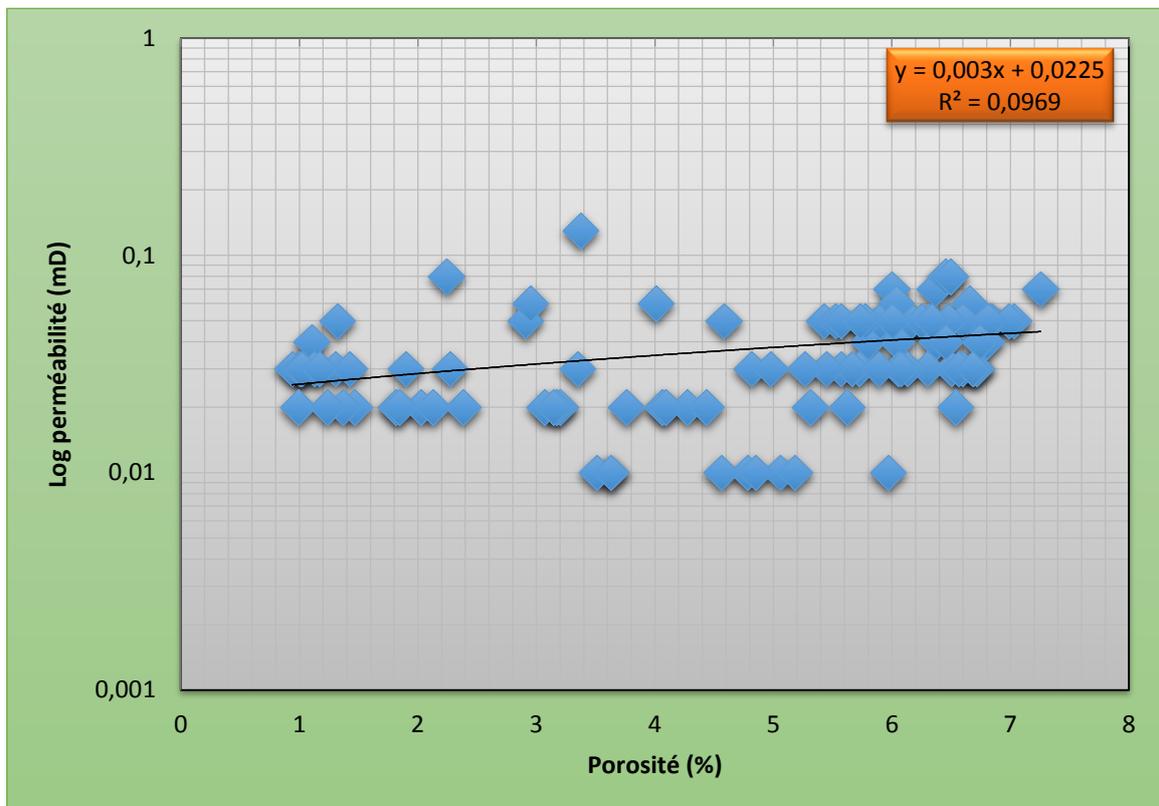


Figure III. 20 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits ISNO-1

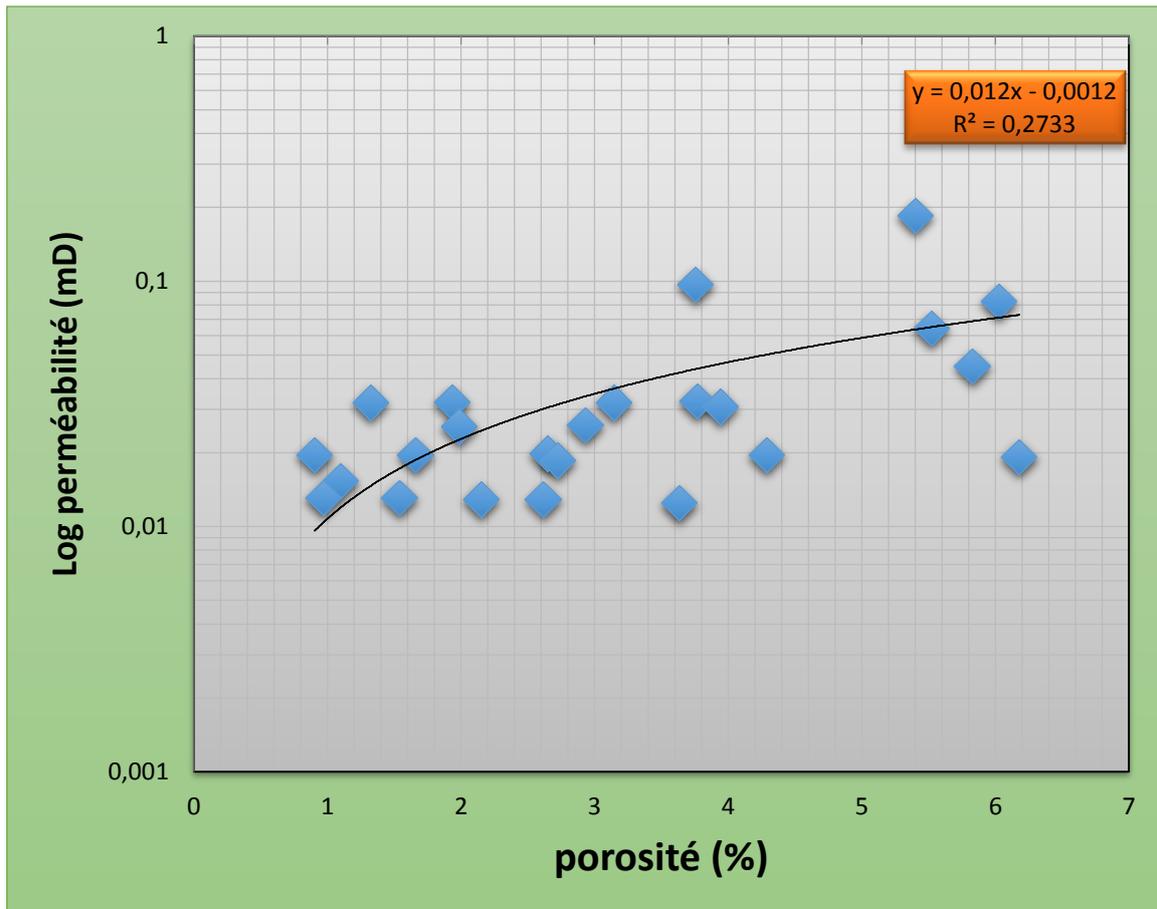


Figure III. 21 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité dans l'unité IV du puits INAC-1

IV.4 Profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV

- Les profils de porosité et de perméabilité au niveau du puits ISEN-2 (Fig. III.22) montrent que :

ce puits présente une faible porosité en général (inférieure à 10 %). Cependant, nous pouvons noter un niveau à porosité moyenne qui dépasse les 7% et où la valeur maximale enregistré à une profondeur de 2701.5 m atteint 7.5%.

La perméabilité est relativement très faible où elle porte des valeurs qui ne dépassent pas les 0.1 mD. La présence des mauvaises valeurs de perméabilité permet de dire que notre réservoir est très compact et que ce puits n'est pas soumis à des fractures.

- Les profils de porosité et de perméabilité au niveau du puits ISEN-1 (**Fig. III.23**) montrent que :

Ce puits présente une faible porosité en général (inférieure à 10 %). La perméabilité est relativement très faible où elle porte des valeurs qui ne dépassent pas les 0.06 mD.

La présence des mauvaises valeurs de perméabilité permet de dire que notre réservoir est très compact et que ce puits n'est pas soumis à des fractures.

- Le profil de porosité au niveau du puits ISSE-1 (**Fig. III.24**) montre de faibles valeurs qui varient entre 5 – 10%.

La perméabilité est relativement très faible et où les valeurs ne dépassent pas 1 mD. La valeur maximale de la perméabilité est 0.81 mD. Cette valeur est enregistrée à une profondeur de 2628.53 m.

- Les profils de porosité et de perméabilité au niveau du puits ISNO-1 (**Fig. III.25**) montrent que :

L'intervalle de profondeur [2723-2772.5 m] est caractérisé par une apparition de certains pics de perméabilité relativement très faible (valeurs ne dépassant pas 0.04 mD). On observe aussi parfois quelques pics qui portent des valeurs atteignant 0.05 mD et correspondant à des profondeurs de 2763.8 et 2725.54 m. Cet intervalle présente une très faible porosité en général (inférieure à 5 %).

L'intervalle de profondeur [2809.25-2828.75 m] est caractérisé par une évolution verticale de la porosité qui est beaucoup plus ou moins constante et où les valeurs varient entre 3.63 et 7.26% avec une moyenne de 5.88%.

La perméabilité est très faible au niveau de ce puits car la plupart des valeurs varient entre 0.01 et 0.05 mD avec l'apparition parfois de quelques pics qui portent des valeurs atteignant 0.08 mD et correspondant à des profondeurs de 2816.25 et 2823.25 m.

- Le profil de porosité au niveau du puits INAC-1(**Fig. III.26**) présente des valeurs faibles (inférieures à 10%). Elles varient entre 0.9 et 6.1% avec une moyenne de 3.5%.

Le profil de perméabilité en fonction des profondeurs montre que notre réservoir, au niveau de ce puits, est très compact et où les valeurs varient entre 0.045 et 0.013 mD dans presque toutes les profondeurs. Cependant, nous pouvons noter trois niveaux à perméabilité moyenne qui dépasse le 0.05 mD et où la valeur maximale est enregistrée à une profondeur de 2637.43 m et atteint 0.09 mD.

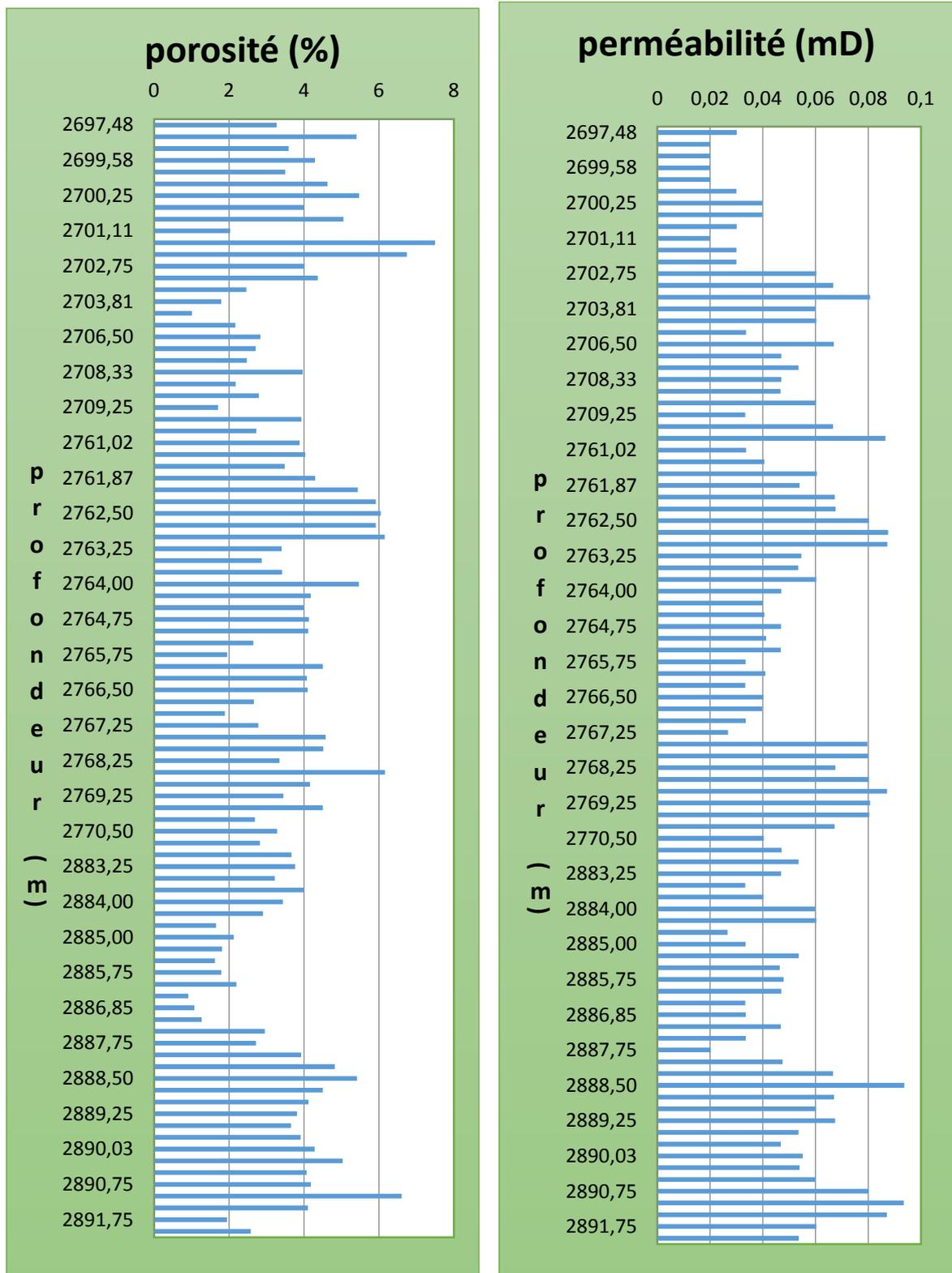


Figure III. 22 profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-2

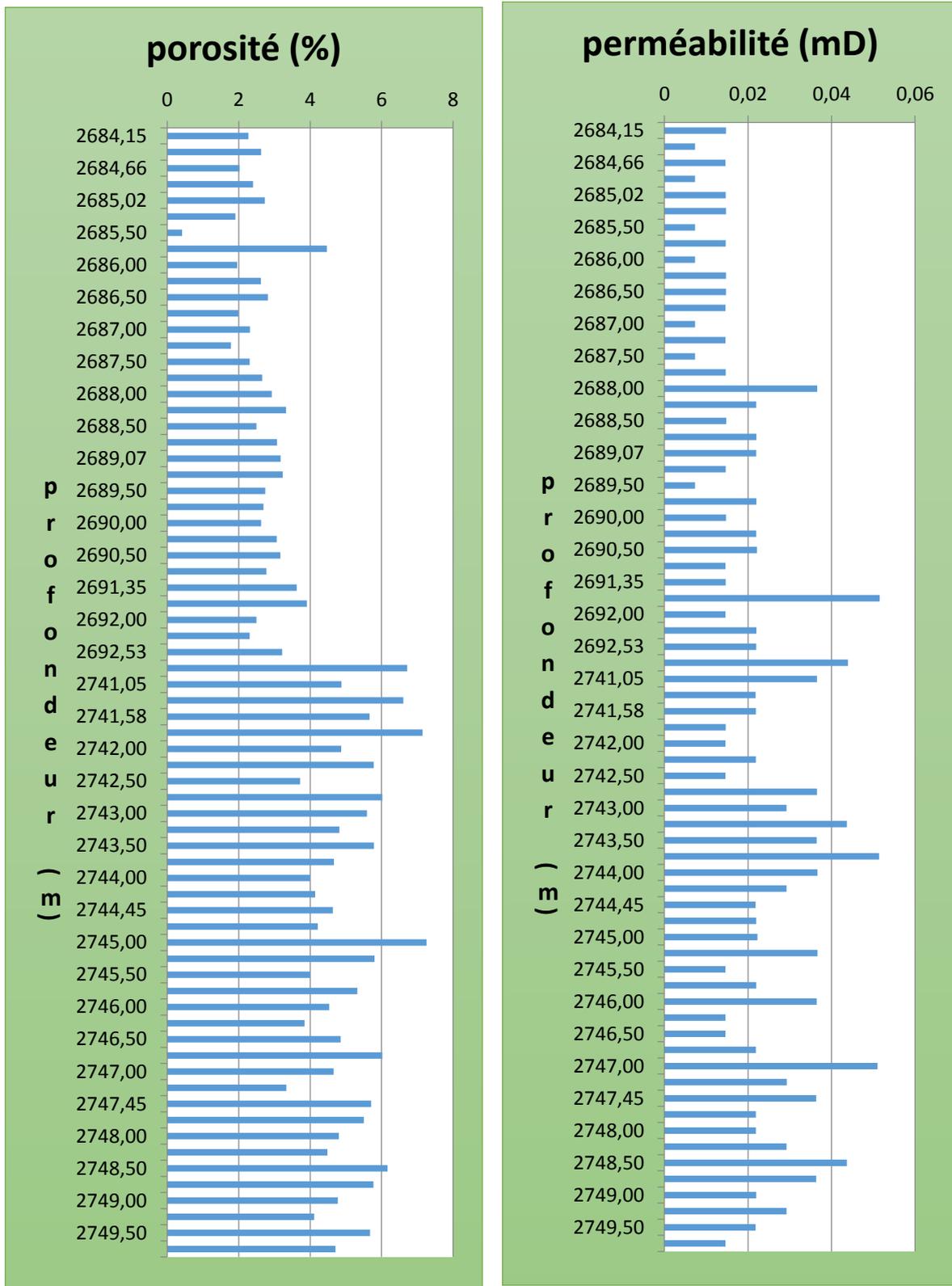


Figure III. 23 : profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISEN-1

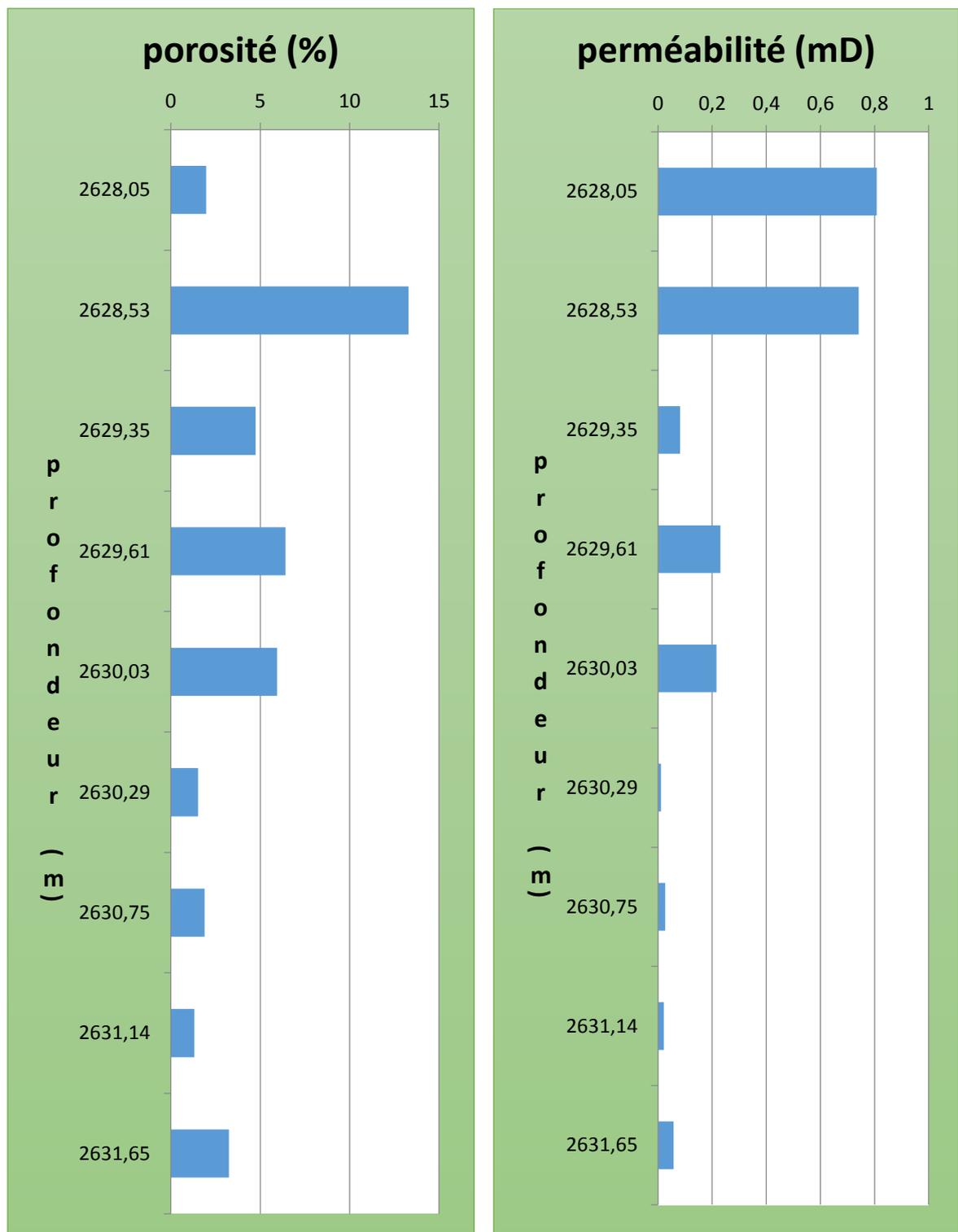


Figure III. 24 profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISSE-1

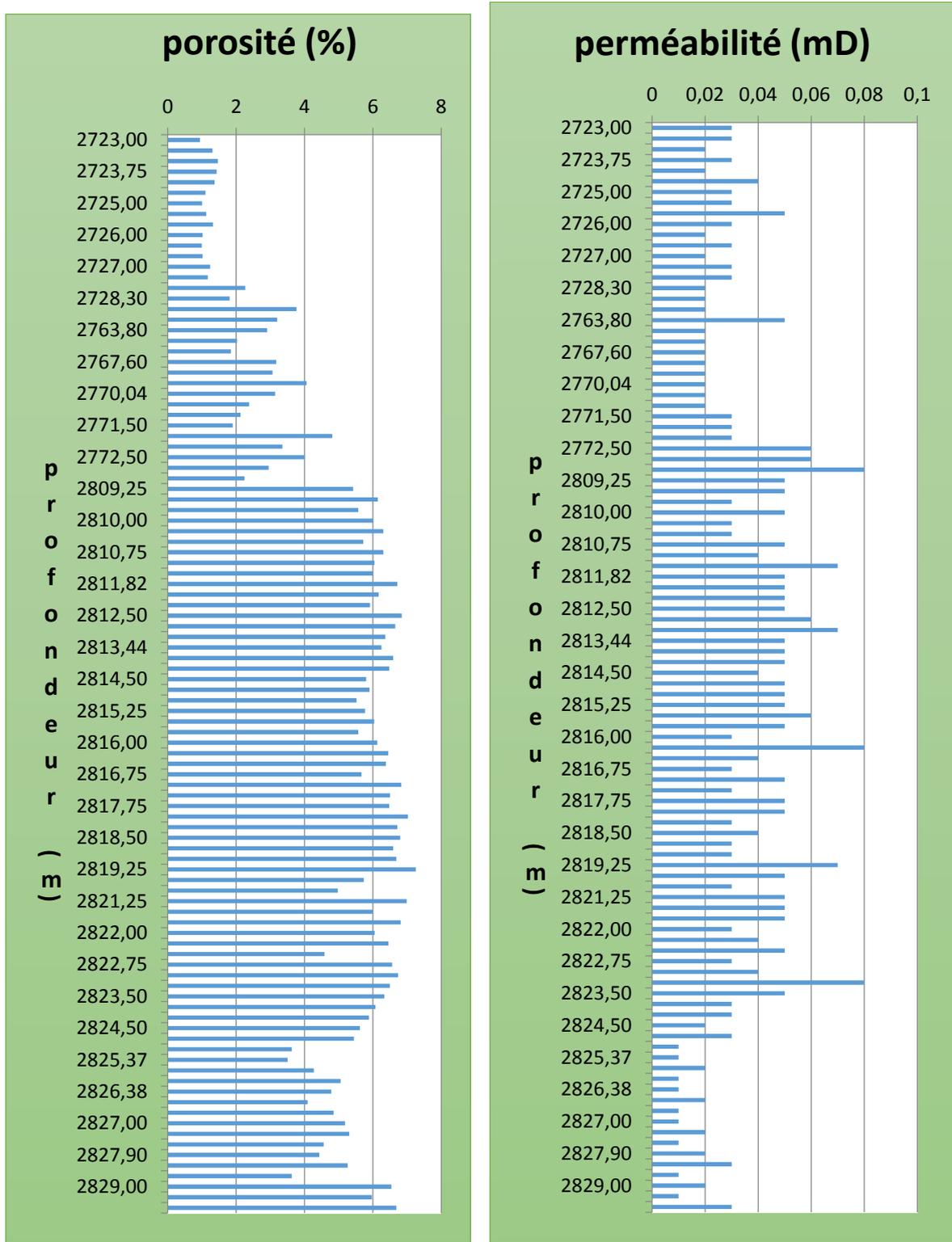


Figure III. 25 : profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits ISNO-1

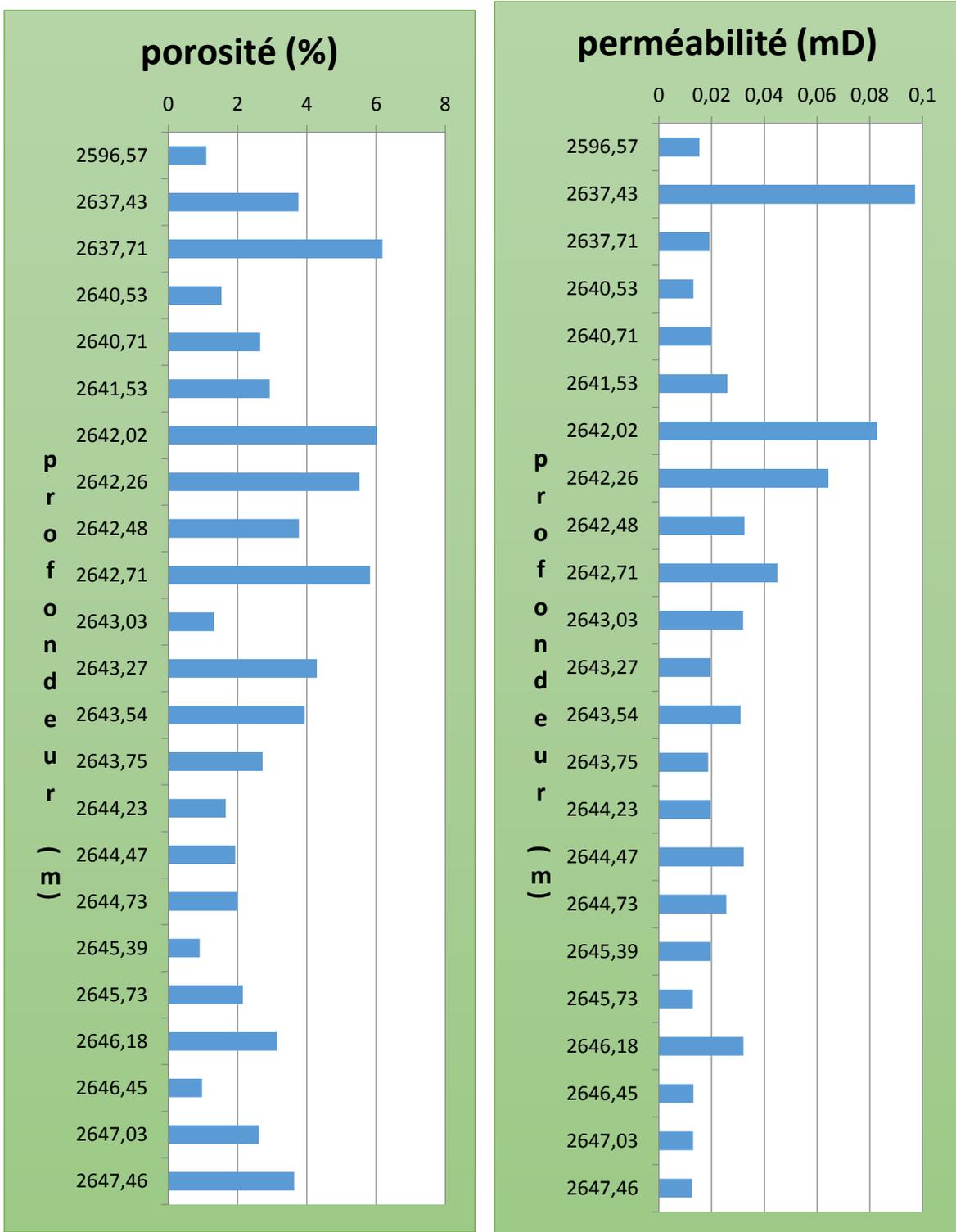


Figure III. 26 : profils de la porosité et de la perméabilité dans l'unité IV du puits INAC-1

Conclusion:

L'étude pétrophysique de la région est basée sur l'analyse de deux paramètres les plus importants en géologie pétrolière et qui sont la porosité (Φ) et la perméabilité (K).

La distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir Cambro-Ordovicien est irrégulière ; l'analyse de ces paramètres révèle que :

- l'épaisseur totale de l'unité IV diminue vers le Sud-Est, ceci dit, elle reste importante avec une moyenne de 122,11 m.
- l'analyse de la carte en isoperméabilité et en isoporosité montre une relation évidente entre elles, telle que les zones à forte perméabilité qui sont caractérisées par une forte porosité.
- l'analyse des histogrammes de porosité montre la présence de deux types de porosité, porosité primaire et porosité secondaire dans l'unité IV.
- l'analyse des histogrammes de perméabilité montre la présence de deux types de perméabilité, à savoir la perméabilité matricielle et la perméabilité de fracturation.
- la relation entre la perméabilité et la porosité est mauvaise dans tous les puits ; leur coefficient de corrélation varie entre 0,0038 et 0,27, ce qui nous permet de dire que l'hétérogénéité du réservoir dans notre secteur est vers le Sud.
- l'analyse des profils de la perméabilité et de la porosité montre que la partie inférieure du réservoir est caractérisée par de fortes valeurs de perméabilité et de porosité ; par contre, la partie supérieure du réservoir porte des valeurs à faibles perméabilité et porosité.
- Parfois, on obtient des pics au niveau de la distribution de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur, montrant des perméabilités de fractures ainsi que des porosités secondaires, dues au phénomène de dissolution.
- Ceci nous permet de conclure que notre réservoir est très hétérogène et que l'unité IV est un réservoir très compact.

Introduction

Pour distinguer un gisement d'hydrocarbure parmi d'autres, il est évident qu'il faut mettre la lumière sur toutes ses caractéristiques géologiques, mais l'importance d'une accumulation d'hydrocarbures est toujours en relation avec ses réserves qui dépendent des conditions techniques et économiques de l'exploitation, auxquelles sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs, à condition qu'elles soient industriellement rentables.

Le calcul de réserves de pétrole et de gaz présente un grand intérêt pratique. Sur la base des réserves calculées de pétrole et de gaz on procède au choix rationnel des orientations de développement des recherches géologiques, à l'établissement des plans de production de pétrole et de gaz ainsi que des projets d'exploitation du champ.

Pour le calcul des réserves il s'avère important de tenir compte de tous les composants utiles continus en quantités commerciales dans le gisement de pétrole et de gaz (l'éthane, propane, butane, l'hélium ...etc.).

Dans la région d'étude les puits de développement et de prospection ISEN, ISNO, INAO, ISSE-1, ISSW-1, INAC-1 ont des objectifs principaux qui sont l'exploration des réservoirs de l'Ordovicien (l'unité IV) où l'estimation des réserves dans notre région est basée sur les résultats de diagraphies et de DST au niveau de ces puits qui a prouvée l'existence d'hydrocarbure (Gaz) dans ce réservoir (les tests réalisés sont positifs).

IV.1 Classification des réserves d'huile et de gaz

La classification des réserves de gisements de pétrole et de gaz déterminent les principes unifiés du calcul des réserves des minéraux utiles en place.

Le calcul de réserve s'effectue à partir d'un degré de recherche, prospection et de préparation d'une réserve puis la mise en production.

Les réserves de chaque gisement doivent être calculées séparément pour un champ en entier.

Les réserves de pétrole et condensât sont exprimés en Tonne, par contre les réserves en gaz et en eau sont exprimées en m³. Les résultats de calculs sont toujours présentés aux conditions standards ($P = 1 \text{ atm}$ ou 0.1 MPa et $T^\circ = 20\text{c}^\circ$).

D'après la classification Américaine les réserves de pétrole et de gaz se subdivisent de la manière suivante :

IV.1.2 Réserve en place prouvée

C'est le volume total de l'huile ou de gaz dont la présence dans les roches réservoirs est prouvée par le forage. Ces réserves correspondent au volume total utile des pores imprégné par l'huile ou le gaz.

IV.1.3 Réserve récupérable prouvée

C'est le volume de brut ou de gaz considéré par des données géologiques, techniques et économiques comme récupérable. La superficie des réserves prouvées peut être délimitée par les puits qui ont traversé la couche productive.

IV.1.4 Réserve probable

Ces réserves correspondent à la superficie pétrogaziéferre probable extrapolée par la constitution tectonique et des données géophysiques.

De même on distingue également :

- *Les réserves primaires (WN)* : récupérables par le seul moyen de l'énergie naturelle du réservoir.
- *Les réserves secondaires (WA)* : qui ne peuvent récupérer sans appliquer une énergie extérieure au réservoir.

Parfois on parle de récupération tertiaire qui correspond au procédé d'amélioration des propriétés des fluides à extraire. En fait il s'agit de récupération thermique ou bien par combustion appliquée pour brut lourd et aux roches asphaltique et bitumineux.

IV.1.5 Réserves possible

Distinguer les volumes d'hydrocarbures qui ne peuvent être explorés dans une région donnée où on a reconnu des structures mais sans avoir posséder au forage.

IV.2 Classification des réserves de la région d'étude

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de l'évolution des connaissances du gisement, obtenues à partir des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Suivant les différentes écoles, on distingue plusieurs classifications:

- D'après la classification Russe, nos réserves sont classées en « catégorie B ».
- D'après la classification Française, nos réserves sont classées en « réserves géologiques en couches prouvées ».
- D'après la classification Américaine, nos réserves sont classées en « réserves en place prouvées ».

IV.3 Evaluation des réserves

Le calcul de réserves d'huile et de gaz étant le stade final de toutes les étapes des travaux géologiques de recherche, de prospection et d'exploitation des hydrocarbures.

Pour le calcul des réserves d'huile et de gaz, plusieurs méthodes existent:

- Méthodes volumétriques.
- Méthodes statistiques.
- Méthode Bilan - matières.

Le calcul de réserves est utilisé pour l'évaluation des réserves de gaz en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est d'être utiliser pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation.

Le choix de la méthode de calcul de réserve dépend de :

- Degré d'exploitation et d'exploration du gisement.
- La quantité et qualités des données de base
- Du régime de production des gisements

La méthode la plus convenable utilisée par Sonatrach est la méthode volumétrique.

$$V = F * hu * \Phi * f \left(\frac{P}{Z} + \frac{Pf}{Zf} \right) * Sg * \gamma g$$

Avec :

V : réserve industrielle à la date du calcul en 10^9 m^3 .

F : superficie gazifière en m^2 .

hu : épaisseur utile saturée en gaz (m).

Φ : coefficient de porosité ouverte en fraction d'unité.

P : pression moyenne de gaz dans le gisement à la date de calcul en méga pascale.

Pf : pression finale dans le gisement après la récupération des réserves industrielles de gaz et l'établissement à la tête des puits d'une pression de 0.1 méga pascale [1atm].

Z et Z_f : coefficient de compressibilité des gaz sous la pression P et P_f

$1/z = a$: coefficient d'écart.

f : coefficient de correction de la température afin de réduire un volume de gaz à la température standard, $f = (T+t_{gt})/(T+t_c) \wedge = 20^\circ T = -273^\circ c$.

S_g : coefficient de saturation en gaz (compte tenu de la teneur en eau).

γ_g : coefficient de récupération du gaz.

IV.3.1 Détermination des différents paramètres

IV.3.1.1 Délimitation du gisement

Sur la carte en isobathes au toit de l'Ordovicien (unité IV), on trace la limite du contour gaz- eau, dans notre cas on a tracé la limite par rapport aux failles (**Fig IV.1**).

IV.3.1.2 Calcul de la surface de la zone à hydrocarbure

Sur la carte en isobathes on calcule la surface de la zone à gaz, (**Fig IV.2 IV.3 IV.4**). On mesure la superficie productive entre les frontières délimitées par deux iso-lignes. Le calcul de cette surface productive a été réalisé par le software de Schlumberger (Pétrel) la surface totale **146,64 Km²**.

IV.3.1.3 Calcul du coefficient de porosité ouverte

Selon les données des puits (PED SONATRACH), à savoir les porosités moyennes pour l'unité IV, on calcule le coefficient de porosité ouverte gazifière comme étant une moyenne arithmétique pour les échantillons de carottes donc :

$$\bar{\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \Phi}{\sum_{i=1}^n ni}$$

D'où :

$\bar{\Phi}$: Moyenne arithmétique de la porosité.

$\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$: porosité moyenne au niveau de chaque puits au niveau de l'unité IV.

La porosité moyenne obtenue est égale à **4,54 %**.

IV.3.1.4 Calcul de l'épaisseur effective gazifière

Pour calculer l'épaisseur effective gazifière, on considère la moyenne arithmétique des épaisseurs imprégnée en gaz dans l'unité IV pour chaque puits, par la formule générale suivante :

$$hu_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n hu}{\sum_{i=1}^n ni}$$

Avec :

hu_{moy} : Moyenne arithmétique de l'épaisseur effective.

hu₁, hu₂...,hu_n: l'épaisseur effective moyenne au niveau de chaque puits de l'unité IV.

Dans notre cas l'épaisseur totale est multiplié par le coefficient NTG (pourcentage de grés sur l'épaisseur effective) le NTG est donnée par Sonatrach. L'épaisseur moyenne utile est égale à **68,5 m**.

IV.3.1.5 Coefficient moyen de saturation

Selon les données des puits on constate que les valeurs de saturation changent régulièrement d'un puits à un autre, donc le coefficient moyen de saturation se calcule comme une moyenne arithmétique par la formule générale :

$$Sg_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n sg}{\sum_{i=1}^n ni}$$

Avec :

Sg_{moy} : Moyenne arithmétique de saturation.

sg₁,sg₂...,sg_n: le coefficient moyen de saturation au niveau de chaque puits de l'unité IV.

Le coefficient de saturation moyen est égal à **76 %**.

IV.3.1.6 Coefficient de recalcul

Ce coefficient sert à ramener le volume des hydrocarbures aux Conditions de surface, pour le gaz on utilisera le B_g donnée par SONATRACH pour chaque puits.

IV.3.1.7 Coefficient de récupération

Pour le calcul de réserves récupérables il faut déterminer le coefficient de récupération. Le choix de la valeur de ce coefficient est en fonction du régime de production. Le régime de drainage, adopté pour le réservoir Cambro-Ordovicien (unité IV) dans la région d'étude est gaz cap non actif où le coefficient de récupération ne dépasse pas les 60%.

Mais le coefficient de récupération déterminé par SONATRACH pour estimer le volume des réserves récupérables est de $\gamma=26\%$.

Le tableau suivant résume les résultats obtenu pour tous les puits (**Tab IV.1**)

A	B	C	D	E	F
Les puits	Les épaisseur imprégnées en gaz dans l'unité IV en (m)	SURFACE en (Km2)	le coefficient moyen de saturation en gaz au niveau de chaque puits en (%)	Les $B_g * 10^{-3}$	Porosité moyenne au niveau de chaque puits dans l'unité IV en(%)
ISEN-1	93	13,87	70	4,4	5,23
INAC-1	39	5,2	65	4,39	5,75
EINO-1	27	19	60	4,72	3,41
INA-2	5	12	93	4,72	3,69
ISSE-1	39	25,86	80	5,49	4,56
ISEN-3	245	18,29	70	4,72	3,98
ISNO-1	140	10,8	83	5,84	3,67
ISSW-1	43	18,89	80	4,72	6
INAO-1	63	22,73	83	5,49	4.301
LA MOYENN E	68.5	—	76	4,943333333	4,53625

Tableau IV. 1 : Tableau récapitulatif des paramètres de calculs

IV.3.2. Principe du calcul par le logiciel Pétrel

IV.3.2.1 Méthodologie

IV.3.2.1.1 Délimitation du gisement



Figure IV. 1 : Délimitation du gisement INAO-1

IV.3.2.1.2 Calcul de la surface de la zone à hydrocarbure

Dans l'input on clique deux fois sur le périmètre du gisement , une nouvelle fenêtre s'ouvre comme indiqué dans l'image suivante (Fig IV.2), puis on suit les étapes mentionnées dans l'image.

A la fin, un nouveau message s'affiche et nous indique la surface du périmètre.

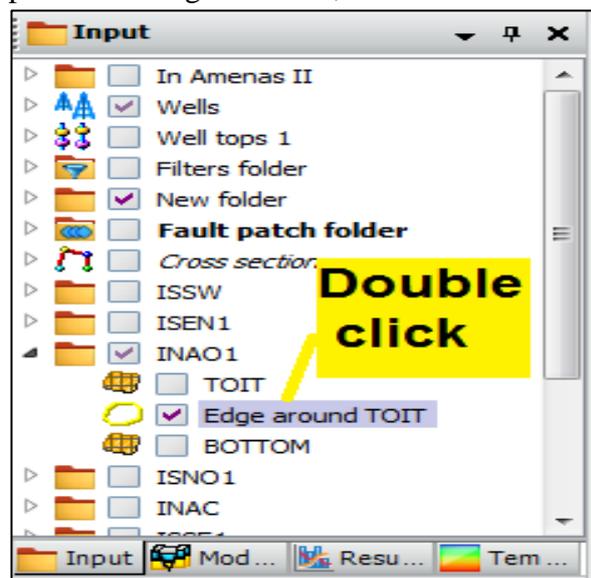


Figure IV. 2 : Première étape, calcul de la surface.

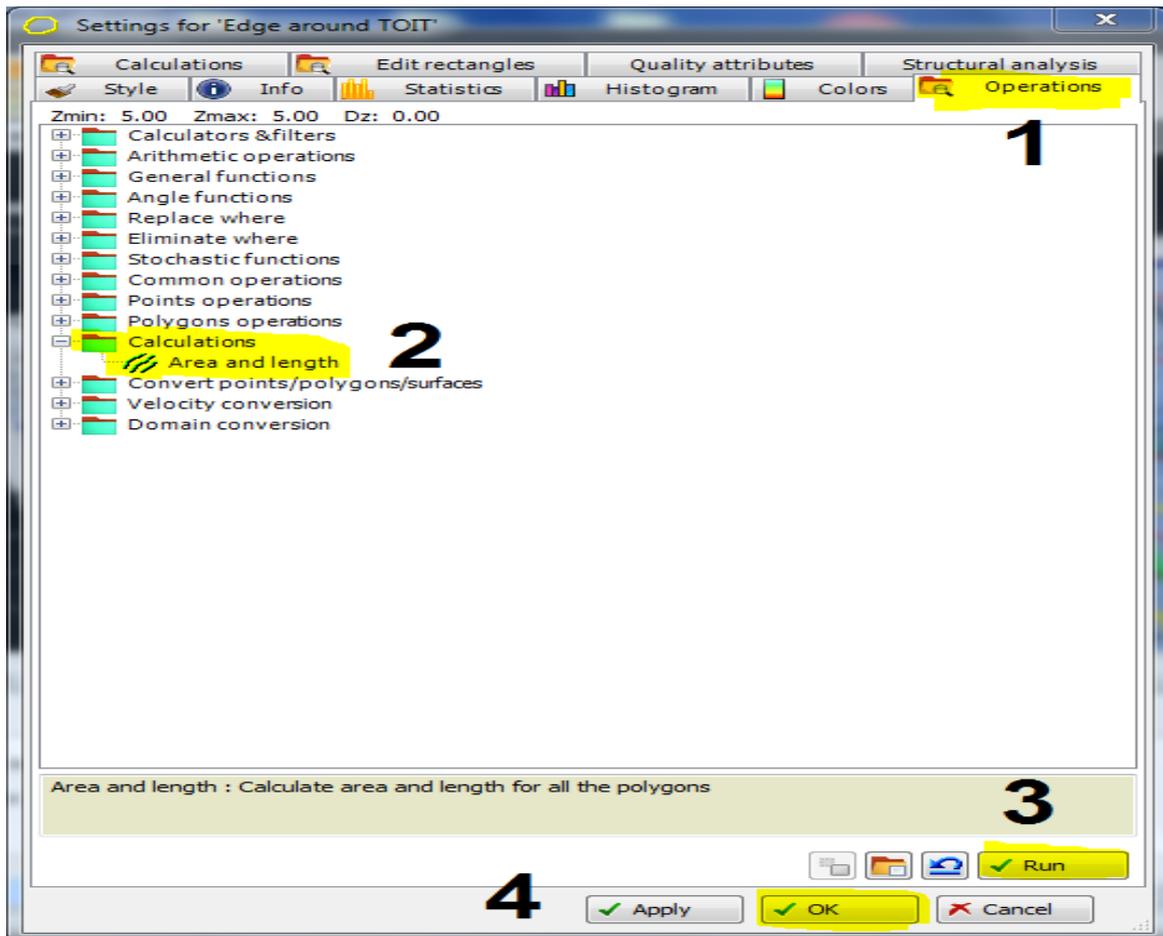


Figure IV. 3 : Deuxième étape du calcul de la surface.

Surface de périmètre du réservoir (INAO-1)



Figure IV. 4 : Résultat du calcul de la surface du réservoir INAO-1.

On fait les mêmes étapes avec les autres réservoirs.

IV.3.2.1.3 Calcul de l'épaisseur effective gazifière et du volume

On a déjà délimité le réservoir (toit et mur) dans les logs du gamma-ray (well tops chapitre II) ,alors il ne reste que de le multiplier par la valeur du Net to Gross (pourcentage du grés utile dans le réservoir) car notre réservoir est très compact .

1. Réalisation de la surface au toit et au mur du réservoir

➤ surface au toit

Dans la fenêtre Professés, on double clic sur **Make/edit surface**, une nouvelle fenêtre s'ouvre, on remplit les cases vides comme suit : (Fig. IV.5 et Fig. IV.6).

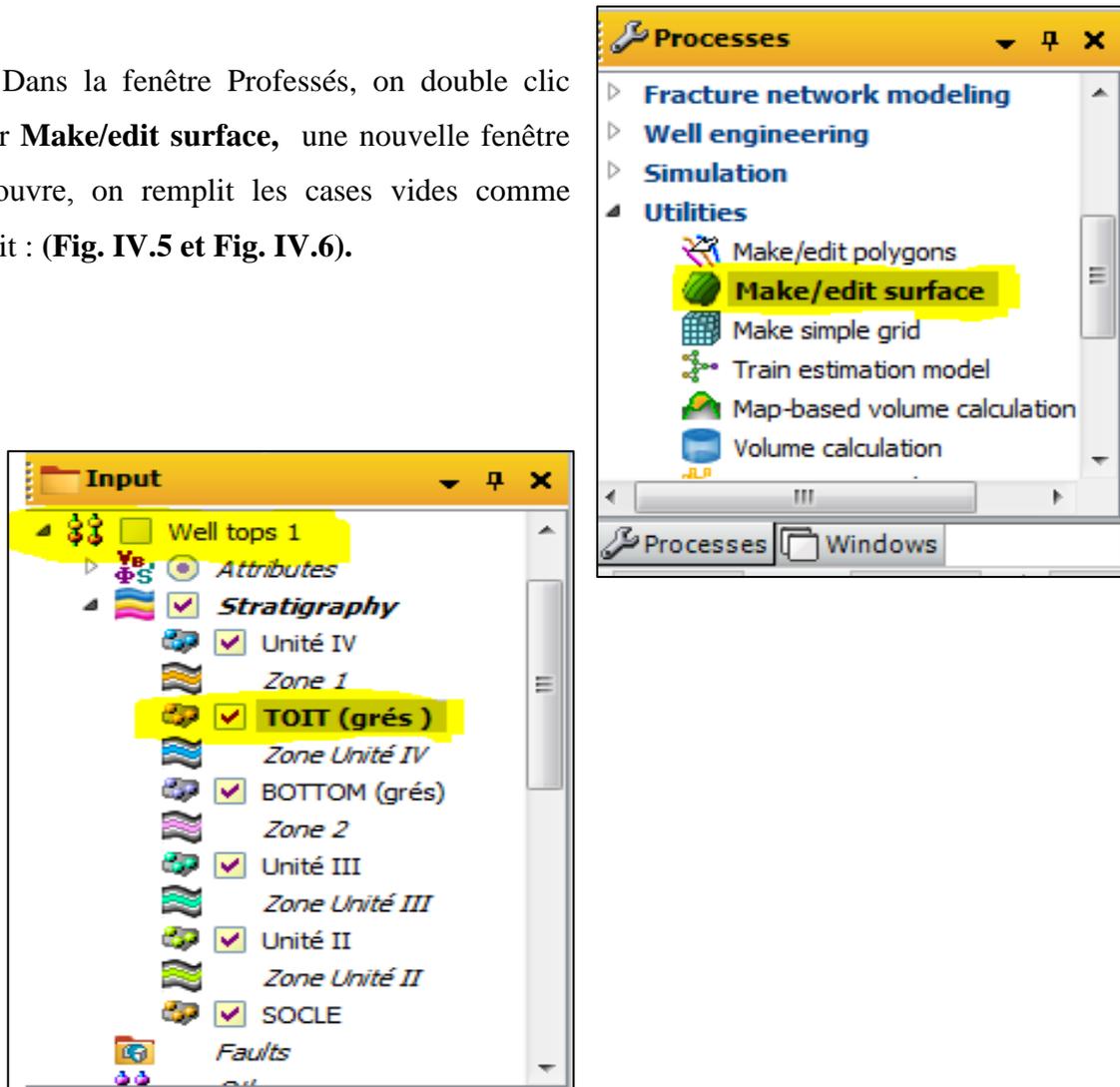


Figure IV. 5 : Les étapes de calcul des surfaces au toit et au mur du réservoir.

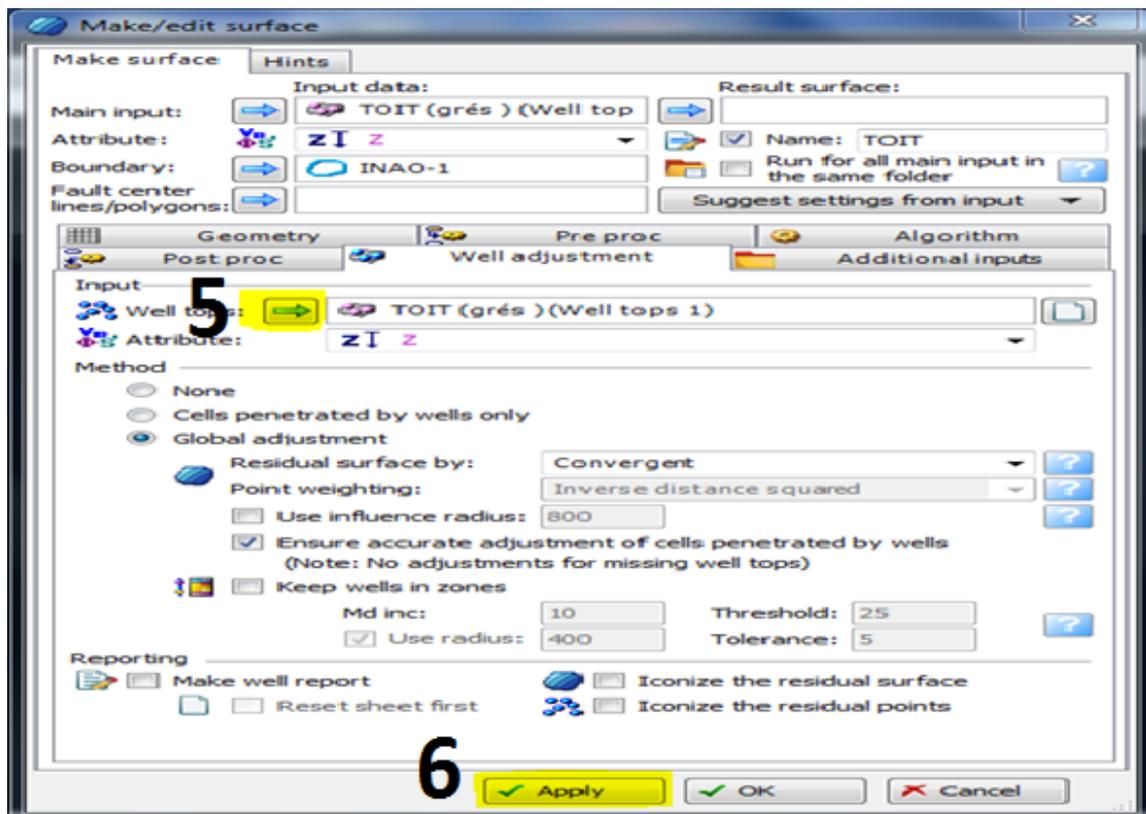
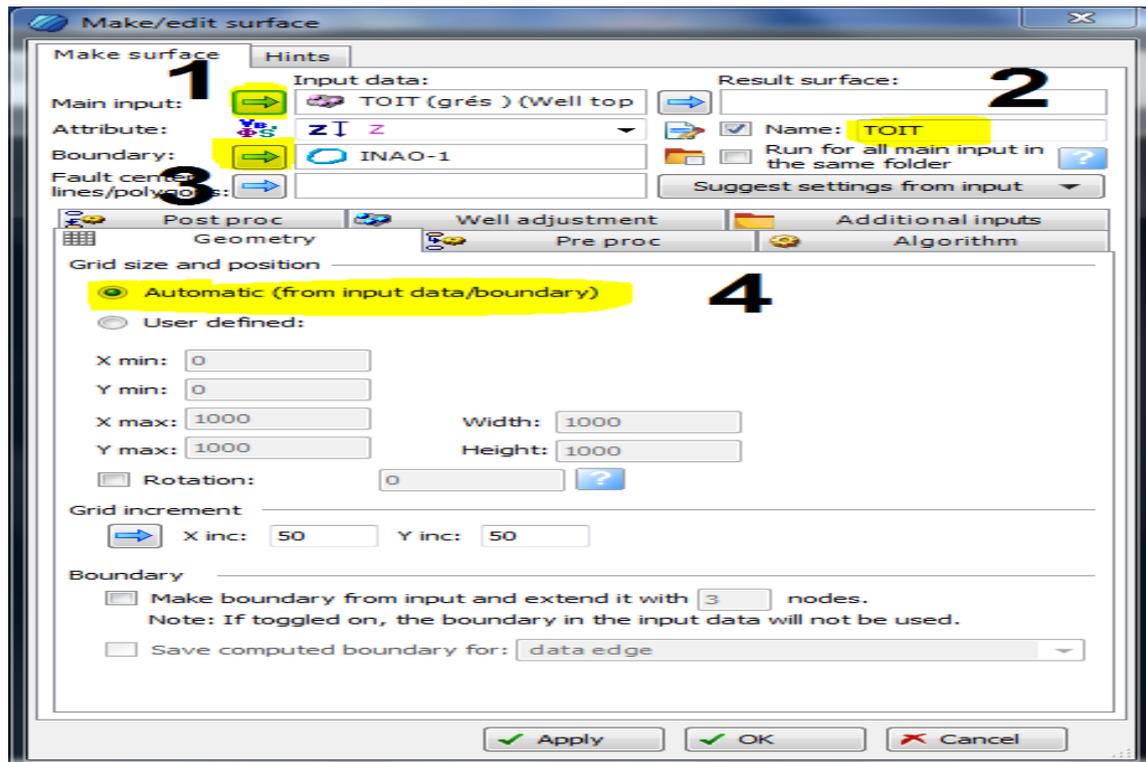


Figure IV. 6 : Réalisation de la surface.

Avant de calculer le volume, on doit faire une **3D model grid**, comme indiqué sur la figure IV.7.

2. Réalisation d'un 3D model grid

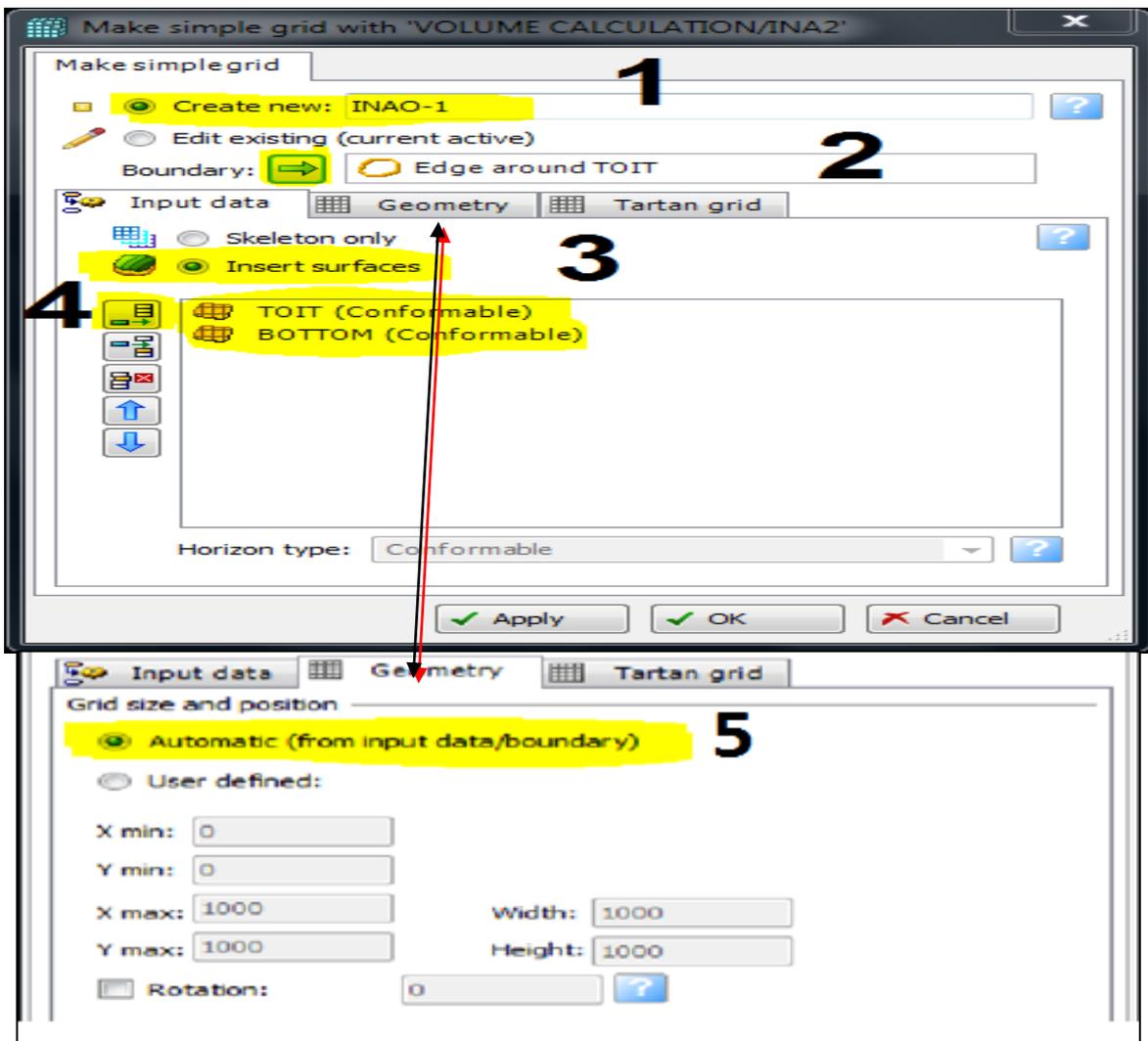
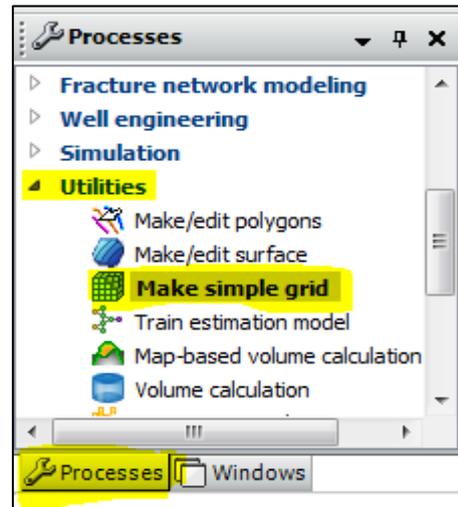
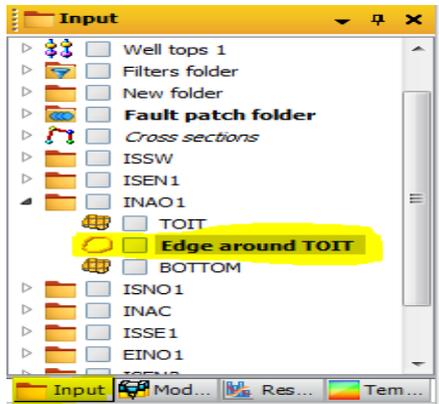


Figure IV. 7 : Etablissement d'un modèle de grid en 3D.

Ensuite, on clique sur OK et un modèle de grille va se créer, on répète la même procédure pour les autres réservoirs.

3. *Model de grid en 3D*

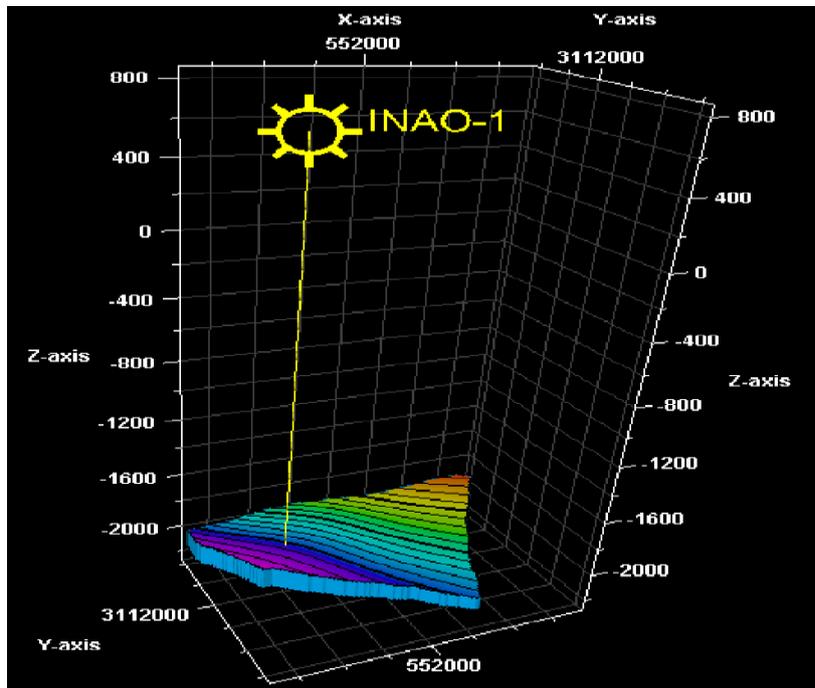


Figure IV. 8 : Model de grid en 3D du puits INAO-1

4. *Identification des paramètres pour le calcul du volume*

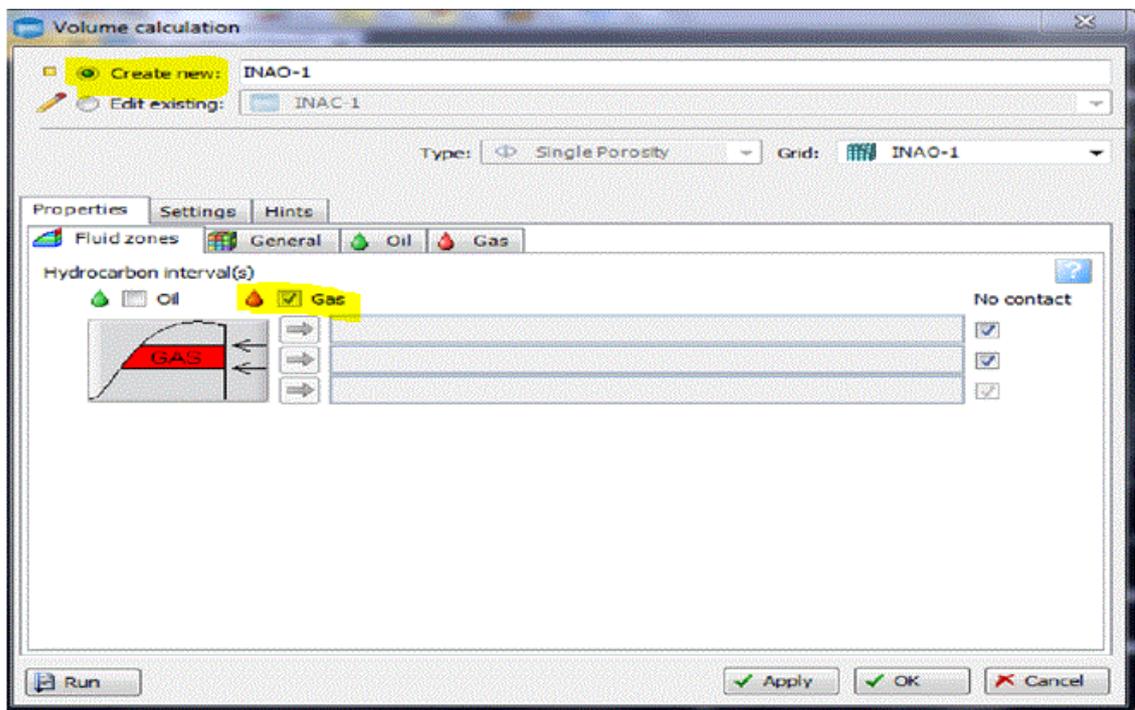


Figure IV. 9 : Première étape de configuration des paramètres du réservoir.

Dans le Tab nommée General, on met les valeurs correspond à la **porosité** et **net to gross** (Fig. IV.10).

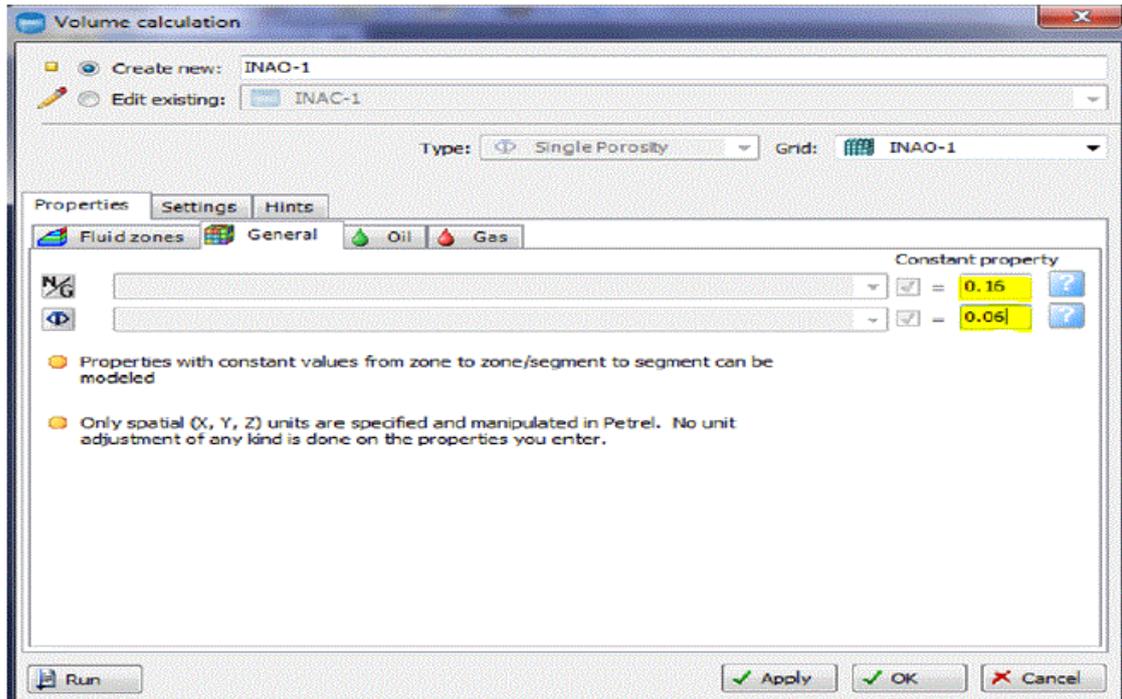


Figure IV. 10 : Deuxième étape de configuration des paramètres pour le calcul du volume

Ensuite dans le Tab nommée **Gas** on met les valeurs de chaque paramètre (S_w , B_g , REC), on prend le coefficient de récupération égale à 50%, car le régime de drainage est gaz cap non actif (Fig. IV.11).

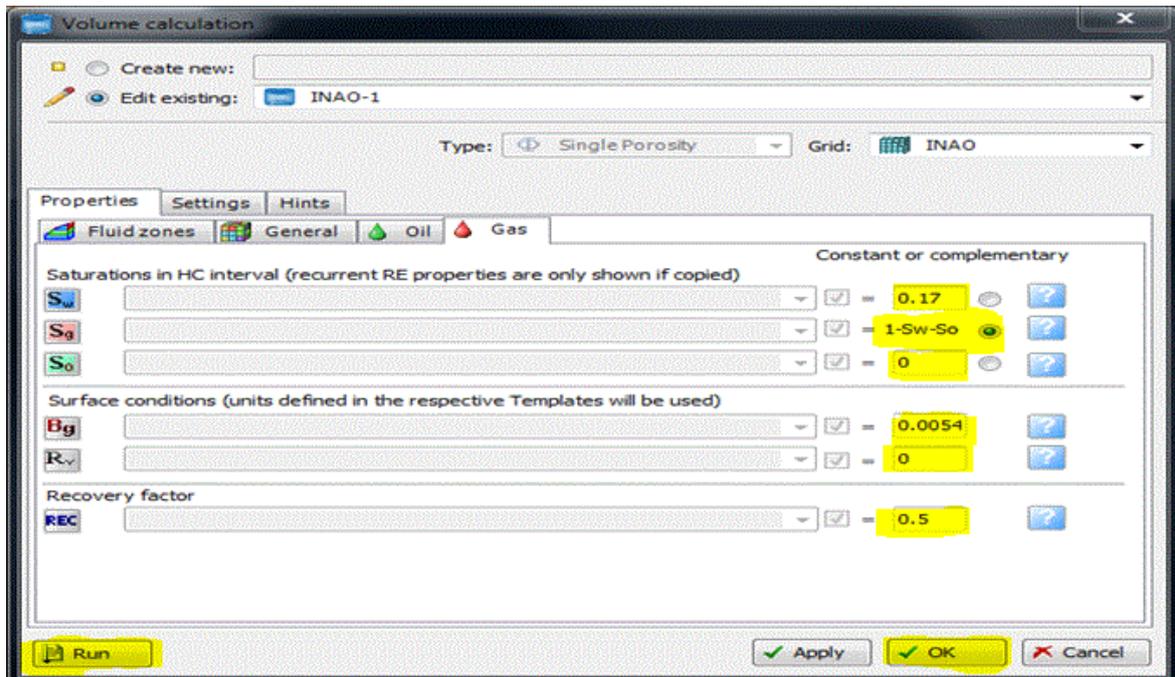


Figure IV. 11 : Troisième étape de configuration des paramètres pour le calcul du volume.

Les constantes et formules dans l'environnement Pétrel (Fig IV.12 et IV.13):

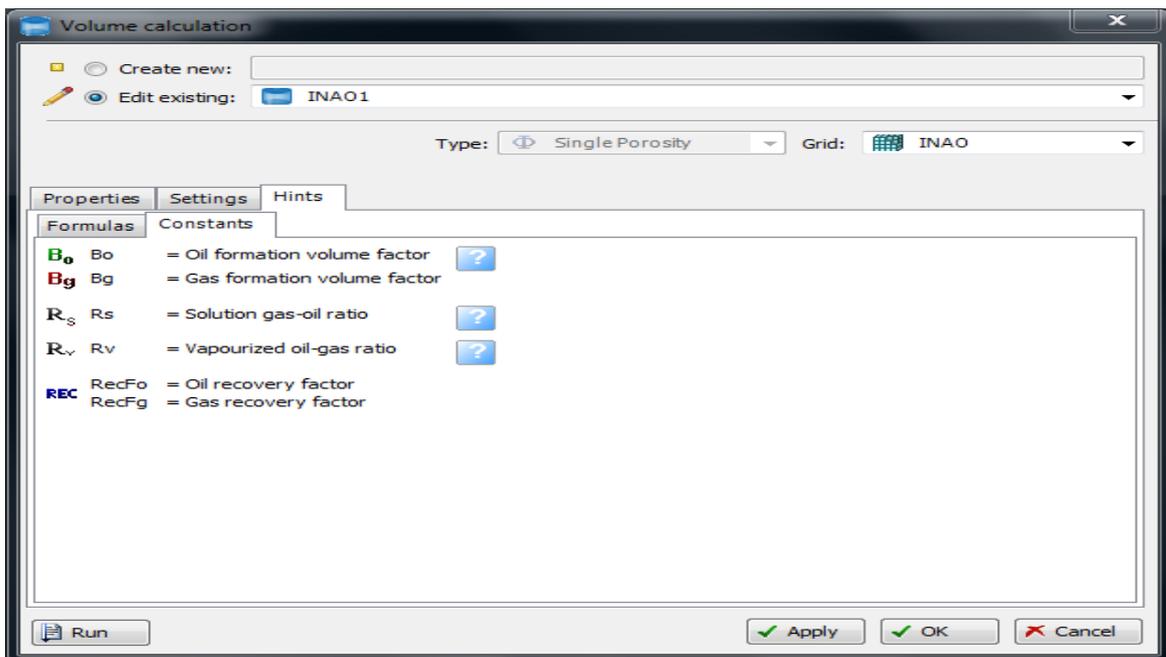


Figure IV. 12 : Constantes utilisées pour le calcul du volume

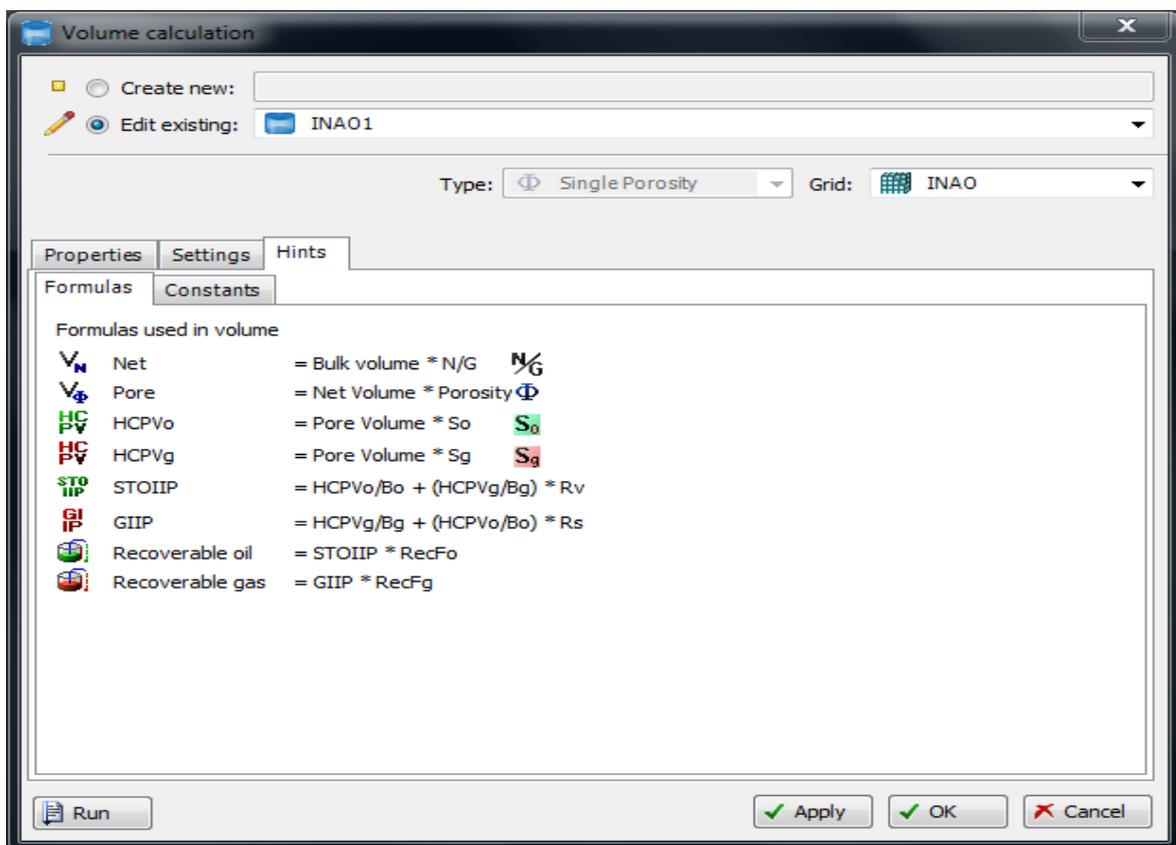


Figure IV. 13 : Formules utilisées pour le calcul de volume

Après avoir entré tous les paramètres on clique sur **run**, une nouvelle fenêtre s’affiche, et nous indique le résultat du volume de réservoir (**Tab IV.2**).

IV.3.2.2 Résultats

	A	B	C	D	E	F	G
1	Case	Bulk volume[*10 ⁶ m ³]	Net volume[*10 ⁶ m ³]	Pore volume[*10 ⁶ m ³]	HCPV gas[*10 ⁶ m ³]	GIIP[*10 ⁶ m ³]	Recoverable gas[*10 ⁶ m ³]
2	INAO1	1225	294	13	11	1880	940
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							

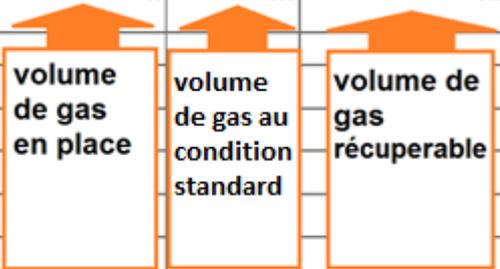


Tableau IV. 2 : Résultats

Ces étapes sont effectuées pour chaque gisement, ensuite on regroupe les données de l’ensemble des gisements pour obtenir un résultat final (**Tab IV.3**)

A	B	C	D	E	F	G
Case	Bulk volume[*10 ⁶ m ³]	Net volume[*10 ⁶ m ³]	Pore volume[*10 ⁶ m ³]	HCPV gas[*10 ⁹ m ³]	GIIP[*10 ⁹ m ³]	Recoverable gas[*10 ⁹ m ³]
ISSW	1128	598	36	0.29	5.220	2.610
ISEN1	2343	375	19	0.13	2.982	1.491
INAO1	1225	294	13	0.11	1.880	0.940
INAC	155	54	4	0.2	0.564	0.282
ISSE1	1970	473	28	0.23	4.127	2.064
ISEN3	2623	420	21	0.15	3.338	1.669
ISNO1	1649	396	18	0.15	2.531	1.266
INA2	137	48	3	0.2	0.498	0.249
SUM				0.110	21.140	10.571

Tableau IV. 2 : Le volume obtenu de chaque puits et le volume total des réserves (théoriquement).

IV.3.4 Résultats d'après SONATRACH

A	B	C	D	E	F	G
Case	Bulk volume[*10 ⁶ m ³]	Net volume[*10 ⁶ m ³]	Pore volume[*10 ⁶ m ³]	HCPV gas[*10 ⁶ m ³]	GHP[*10 ⁹ m ³]	Recoverable gas[*10 ⁹ m ³]
ISSW	1128	598	36	29	5,22	1,357
ISEN1	2343	375	19	13	2,982	0,775
INAO1	1225	294	13	11	1,88	0,489
INAC	155	54	4	2	0,564	0,147
ISSE1	1970	473	28	23	4,127	1,073
ISEN3	2623	420	21	15	3,338	0,868
ISNO1	1649	396	18	15	2,531	0,658
INA2	137	48	3	2	0,498	0,13
SUM				110	21,14	5,497

Tableau IV. 3 : Le volume obtenu de chaque puits et le volume totale des réserves (D'après SONATRACH).

IV.3.5 Comparaison

Les résultats obtenus dans les deux cas (**Tab IV.5**) nous indiquent que les réserves récupérables d'après SONATRACH est presque la moitié à ce qu'on a obtenu dans le cas théorique.

G	H
Recoverable gas[*10 ⁹ m ³]	Recoverable gas[*10 ⁹ m ³]
2.610	1,357
1.491	0,775
0.940	0,489
0.282	0,147
2.064	1,073
1.669	0,868
1.266	0,658
0.249	0,13
10.571	5,497

Tableau IV. 4 : Comparaison entre les résultats des réserves récupérables obtenus d'après SONATRACH et dans le cas théorique

IV.3.6 Interprétation

A	B	C
	Théorique	sonatrach
Surface (km ²)	146,64	146,64
Épaisseur imprégnées en gaz(m)	68,5	68,5
Coefficient moyen de saturation en gaz (%)	76	76
le moyen des Bg *10 ⁻³	4,94	4,94
Porosité moyenne(%)	4,54	4,54
Coefficient de récupération du gaz (%)	50	26
Réserves récupérables *10 ⁹ m ³	10,571	5,497

Tableau IV. 5 : Tableau de comparaison entre les paramètres de calcul

Le tableau IV.6 montre qu'on a les mêmes valeurs à ce qui concerne la surface, épaisseur utile, porosité, saturation par contre le coefficient de récupération est différent, celui donnée par SONATRACH est presque la moitié de celui utilisé théoriquement.

La différence est certainement due aux différents paramètres que SONATRACH adopte, à savoir, le coefficient géométrique du gisement, correction des coefficient de saturation, piège subtile (**trap fill**), les failles et encore position puits- réservoir (piège). Tous ces paramètres influencent dans le coefficient de récupération.

Conclusion

Après le calcul théorique des réserves en place de la région d'étude (10,571 milliards de m³), et la comparaison avec ceux de SONATRACH (5,497 milliards de m³), on constate une nette différence qui est certainement due aux paramètres que SONATRACH tient en compte pour calculer le coefficient de récupération qui sont citée dans l'interprétation.

Conclusion générale

Après avoir étudié le réservoir (l'unité IV) dans la région In Amenas, plusieurs remarques sont dégagées, notamment :

- L'unité étudiée appartient à un milieu de dépôt glaciaire.
- L'épaisseur de l'unité IV augmente vers le Nord-Ouest où on remarque l'absence de l'unité III et parfois l'unité II. Ceci est expliqué par une intense érosion de la paléovallée.
- La présence de la paléovallée dans la partie Nord-Ouest de la région d'étude.
- L'unité IV dans notre région est caractérisée par des très faibles valeurs de porosité et de perméabilité. Les résultats de ces deux paramètres présentés dans notre étude montrent la mauvaise qualité de notre réservoir.
- les pics au niveau de la distribution de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur montrent des perméabilités de fractures ainsi que des porosités secondaires dues à la dissolution.
- Les courbes de corrélation perméabilité en fonction de porosité montrent un coefficient très faible, inférieur à 1 et ne dépasse pas les 0.27. Ceci nous permet de dire que notre réservoir est hétérogène. A partir de cette analyse pétrophysique on peut conclure que l'unité IV est un réservoir très compact.
- D'après cet étude on remarque que pour le puits ISSW-1, la récupération théorique est forte elle atteint $2.61 \cdot 10^9 \text{m}^3$, ce puits se trouve dans la partie Sud-Ouest dans notre région.
- On remarque aussi que pour le puits INA-2, la récupération théorique est faible elle atteint $0.249 \cdot 10^9 \text{m}^3$, ce puits se trouve dans la partie Sud-Est de la région d'étude.
- La récupération pour l'ensemble des puits ISEN et ISNO est moyenne entre $1.7 \cdot 10^9 \text{m}^3$ et $1.2 \cdot 10^9 \text{m}^3$.
- L'interprétation des diagraphies et les résultats du test ont montré que l'Ordovicien (unités IV) est à gaz avec une production théorique total jusqu'au $10.571 \cdot 10^9 \text{m}^3$
- D'après la comparaison entre la récupération des réserves Sonatrach tient en compte plusieurs facteurs pour le calcul du volume à récupérer c'est pour ça on a noté une grande différence entre la récupération théorique et celle de Sonatrach $5.497 \cdot 10^9 \text{m}^3$.

Recommandation

A la base de ces résultats, il est recommandé de faire :

- Une étude pétrographique minutieuse pour mieux caractériser le réservoir Ordovicien (l'unité IV).
- Elargir l'analyse des coupes géologiques et des profils de corrélation pour avoir une précision plus exacte de l'extension des niveaux réservoirs.
- Une sismique détaillée de 3D dans le but de choisir la bonne implantation des forages et découvrir d'autres accumulations en hydrocarbures.
- Effectuer une fracturation hydraulique afin d'augmenter le débit.
- Réaliser un nombre important de puits avec une densité de 1 à 6 puits par km² (standard mondiale).
- Effectuer des forages horizontaux pour toucher le maximum de sweet spot c'est-à-dire augmenter la surface du contact (en fonction de la position).
- Pour une meilleure précision des cartes en iso-valeurs, il est recommandé d'avoir plus de données de puits et des analyses d'échantillons des carottes.
- Une modélisation des réservoirs Cambro-Ordovicien dans l'intérêt de bien définir le système pétrolier et ses caractéristiques structurales et pétrophysiques.
- De faire une stimulation au niveau de chaque puits pour optimiser le débit de production.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- **Abdallah, H (1995),**
Regional geology and petroleum system of the Illizi Basin, Ohio article journal.
- **Beicip (1972),**
Synthèse du Cambro-Ordovicien du Sahara algérien.
- **Beicip (1975),**
Etude structurale et stratigraphique. Bassin d'illizi – mole d'ElBiod.
(Rapport interne SH / Exploration). Boumerdes.
- **Beicip Franlab (2005),**
Journée technique sur le bassin d'illizi. Les Sédiments glaciaires de l'Ordovicien terminal du Bassin d'illizi.
- **Belambri.M (2012),**
Chef département du bassin d'illizi SONATRACH Division Exploration, Boumerdes,
Rapport D'implantation du puits INAO-1, SONATRACH.
- **Beuf, S. Biju-duval, B. Charpal (1971),**
Les grès du Paléozoïque inférieur du Sahara. (Sédiment et Discont. Evolution Structurale). Thèse, université de Strasbourg. Édition TECHNIP, Paris, France.
- **Biju-Duval B, (1999),**
Géologie sédimentaire, édition TECHNIP, Paris, France. Bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole, 249p-261p.
- **Boujamaa (1987),**
"Evaluation structurale du bassin pétrolier classique du Sahara Nord Oriental (Algérie)"
(Thèse doctorat, université Paris. France XI-Osay, 290p).
- **Boumghar.Eh (1997),**
Evaluation des potentialités du bloc 232. Permis In Amenas sud. Rapport interne Sonatrach.
- **Boubahziz.M (2012),**
Caractérisation et modélisation des réservoirs Cambro-Ordovicien du gisement horst nord In Amenas (HNIA), bassin d'illizi thèse magistère, FHC, Algérie.
- **BOUCHENE. H (2014),**
Etude des réservoirs tight gas sand dans la région Sud-Est du bassin d'illizi , mémoire Ingénieur d'Etat en Géologie, université de Boumerdes, FHC.

- **Boukhari.R et Tighilt.H (2015),**
Caractérisation et évaluation du réservoir de l'unité IV (Ordovicien) dans la région d'In Amenas, bassin d'Illizi. Mémoire Master 2 FHC Boumerdes.
- **ECHIKH, K. (1971),**
Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie. SNED. Alger.
- **Géologie de l'Algérie,**
Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement.
- **Jean F. (2005),**
Géologie du Sahara occidental et centrale, Tervuren africain géoscience collection vol 108. 176p-199p
- **LATRACHE, S. (1982),**
Evolution structurale du bassin d'Illizi du Paléozoïque supérieur; Thèse de doctorat. Université Paris.
- **Mebbani D. (2013),**
Recueil de description de carottes des réservoirs Dévonien, Siluro- Dévonien et Cambro-Ordovicien.
- **Pétrel Introduction Course 2007,** catalogue d'utilisateur, (NORWAY 2007).
- **Rapport Sonatrach (2014),**
Rapport d'implantation du sondage provisoire, In Amenas centre-1 (INAC-1).
- **Rapport Sonatrach (2014),**
Forage d'exploration, Tiderer Ouest-1 (TIDW-1).
- **Rapports de fins de sondage des puits étudiés.**
(Division d'exploration) .Boumerdes.
- **Rapports d'implantation du sondage provisoire des puits étudiés.**
(Division d'exploration) .Boumerdes.
- **SKENDER, M, S et ARAB, M. (1996),**
Synthèse géochimique sur le bassin d'Illizi. Rapport inédit. Sonatrach Exploration.29p.