

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2019

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

OUANAS Anouar

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Caractérisation des unités du réservoir Ordovicien du bloc
244 (Tinrhert Nord Oudoume) du périmètre OHANET II
du bassin d'illizi**

Devant le jury :

DERRIDJ. A

CHAOUCHI. R

ZELLOUF. K

KECIR. A

MC-B

Prof

MC-B

MA-A

UMBB

UMBB

UMBB

UMBB

Président

Promoteur

Examineur

Examineur

Année Universitaire : 2018/2019

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'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Caractérisation des unités du réservoir Ordovicien du bloc
244 (Tinrhert Nord Oudoume) du périmètre OHANET II
du bassin d'illizi**

Présenté par :

OUANAS Anouar

Avis favorable de l'encadreur :

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom

Signature

Cachet et signature

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

Aux êtres qui me sont les plus chers, qui ont eu un rôle essentiel et permanent durant toutes les étapes de mes études, et qui sans eux aucune réussite n'aurait été possible ;

A mon cher père Mohamed qui fut toujours un exemple pour moi, je lui suis infiniment reconnaissant pour son amour, son soutien moral, et plus pour ses encouragements à être parmi les meilleurs. Qu'il trouve dans ce projet de fin d'année la récompense de son suivi ;

A ma très chère maman Malika que nulle dédicace ne puisse exprimer ce que je lui dois. Pour l'éducation et le grand amour dont elle m'a entouré depuis ma naissance, pour sa patience, ses sacrifices et ses encouragements continus dont dépend ma réussite ;

Que dieu te préserve à mes côtés en bonne santé, Tous mes sentiments de reconnaissance pour toi chère maman ;

A ma grand-mère Hanouna Saadia

A mon adorable Wafa ;

A mes adorables sœurs : Amel, Ahlem, Asmaa et Assala ;

A mes neveux : Abd el ghani, Abd el fettah, Abd el hak, Abd el rezzak et youness ;

A mes chers amis en particulier : Mounira, Houcine, Abd el kader, Abd el Basset, Nouredine, Yasser, Fethi et Ismail

A toute ma famille ;

A toutes les personnes qui un jour m'ont appris une chose ;

A tous les étudiants du groupe MAGL14.



Remerciements

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

Je tiens tout d'abord à remercier monsieur Rabah Chaouchi, professeur, et promoteur consultant à l'université qui m'a prêter une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour m'apporter de l'aide, la plus précieuse et me faire découvrir les secrets de la géologie pétrolière.

Je tiens à témoigner toute ma profonde reconnaissance et tous mes remerciements les plus sincères à madame Talamali Salima, de m'avoir confié la réalisation de cette étude et témoigné sa confiance, pour ses suggestions et conseils déterminants et d'avoir fait tout son possible pour m'aider, qu'elle trouve ici la formule de toute ma gratitude pour son encadrement pédagogique.

On ne peut s'arrêter là, sans évoquer tout le corps enseignant du département Gisements, notamment Monsieur Sadaoui Moussa, Zellouf Khemisi, Loumi Khaled, madame Kecir Arbia ,Yahiaoui Lamia ,Deridj Amel et Madame Benayad Soumia .

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

Merci à tous. Merci pour tout.

Introduction

Introduction	1
---------------------------	----------

Chapitre 01 : Généralités

I. Généralités sur le bassin d'Illizi.....	2
---	----------

I. 1. Cadre géographique :	2
I. 2. Cadre géologique :	3
I. 3. La lithostratigraphie du Paléozoïque Inférieur de la partie Sud-Est de la plate-forme Saharienne :	4
I. 4. La lithostratigraphie du Paléozoïque Inférieur dans les affleurements des Tassilis N'Ajjers .	6
I. 4. 1. Les Grès Inférieurs des Tassilis.....	7
I. 4. 1. 1. La Formation des Ajjers :	7
I. 4. 1. 1. 1. Les Grès d'El Moungar	7
I. 4. 1. 1. 2. Les Grès de Tin Taradjeli	7
I. 4. 1. 1. 3. La Vire du Mouflon.....	9
I. 4. 1. 1. 4. La Banquette	9
I. 4. 1. 2. La Formation d'In Tahouite	10
I. 4. 1. 3. La Formation de Tamadjert	12
I. 4. 2. Le Silurien.....	12
I. 4. 2. 1. La Formation d'Oued Imirhou	12
I. 4. 2. 2. La Formation d'Atafaïtafa	14
I. 5. Le découpage des réservoirs cambro-ordoviciens dans le bassin d'Illizi.....	14
I. 5. 1. L'Unité II	15
I. 5. 2. L'Unité III-1.....	15
I. 5. 2. 1. L'Unité III-1a.....	15
I. 5. 2. 2. L'Unité III-1b.....	15
I. 5. 2. 3. L'Unité III-1c.....	16
I. 5. 3. L'Unité III-2.....	16
I. 5. 4. L'Unité III-3.....	17
I. 5. 4. 1. L'Unité III-3a.....	17
I. 5. 4. 2. L'Unité III-3b.....	17
I. 5. 4. 3. L'Unité III-3c.....	17
I. 5. 5. L'Unité IV.....	20
I. 5. 5. 1. L'Unité IV-0	21
I. 5. 5. 2. L'Unité IV-1	22
I. 5. 5. 3. L'Unité IV-2	22
I. 5. 5. 4. L'Unité IV-3	22
I. 5. 5. 5. L'Unité IV-4	23
I. 6. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi :	23
I. 7. Le système pétrolier du Paléozoïque Inférieur dans le bassin d'Illizi.....	24
I. 7. 1. La roche mère.....	24
I. 7. 1. 1. La génération des hydrocarbures	25
I. 7. 1. 2. La maturation de la roche mère	26
I. 7. 2. Les roches réservoirs :	27
-Le Cambro-ordovicien :	27
-Le Siluro-dévonien F6 :	28
-Le Dévonien Supérieur (F3-F2) :	28
-Le Carbonifère :	29
-Le Trias argilo-gréseux supérieur :	29

I. 7. 3. Roches couvertures :	30
-Le Cambro-Ordovicien :	30
-Le Siluro-Dévonien (F6–F5–F4) :	30
-Le Dévonien Supérieur (F3–F2) :	30
-Le Carbonifère :	30
-Le Trias argilo-gréseux supérieur :	30
I. 7. 4. Les Pièges :	32
I. 7. 5. Les types de piège :	32
II-Présentation de la zone d'étude :	33
II. 1. Les différents gisements de la région Tinrhert	33
II. 2. Situation Géographique	34
II. 3. Cadre Géologique	34
II. 4. Stratigraphie de la région d'étude	35
II. 5. Système pétrolier :	37
II. 5. 1. Roches mères :	37
II. 5. 2. Roches Couvertures :	37
II. 5. 3. Types de pièges :	37
Chapitre 02 : Caractérisations des réservoirs	
I. Introduction :	38
II. 1. Interprétation de la Carte en isobathe au toit du réservoir Ordovicien :	38
II. 2. Interprétation des différentes cartes en iso-valeurs :	39
II. 2. 1. Interprétation des différentes cartes en iso-épaisseur :	39
II. 2. 1. 1. La carte en iso-épaisseur de l'unité IV-3 :	39
II. 2. 1. 2. La carte en Iso-épaisseur de l'unité IV-2 :	40
II. 2. 1. 3. La carte en Iso-épaisseur de l'unité IV-1 :	42
II. 2. 1. 4. La carte en Iso-épaisseur de l'unité III-3 :	43
II. 2. 1. 5. Corrélation diagraphique et extension du réservoir Ordovicien :	44
II. 2. 2. Interprétation des différentes cartes en Isoporosité :	46
II. 2. 2. 1. La carte en Isoporosité de l'unité IV-3 :	46
II. 2. 2. 2. La carte en Isoporosité de l'unité IV-2 :	47
II. 2. 2. 3. La carte en Isoporosité de l'unité IV-1 :	48
II. 2. 2. 4. La carte en Isoporosité de l'unité III-3 :	49
II. 2. 3. Interprétation des différentes cartes en iso-volume d'argile :	50
II. 2. 3. 1. La carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-3 :	50
II. 2. 3. 2. La carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-2 :	51
II. 2. 3. 3. La carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-1 :	52
II. 2. 3. 4. La carte en iso-volume d'argile de l'unité III-3 :	53
II. 2. 4. Interprétation des différentes cartes en iso-volume de matrice :	54
II. 2. 4. 1. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité IV-3 :	54
II. 2. 4. 2. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité IV-2 :	55
II. 2. 4. 3. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité IV-1 :	56
II. 2. 4. 4. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité III-3 :	57
II. 2. 5. Interprétation des différentes cartes en iso-saturation en eau :	58
II. 2. 5. 1. La carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-3 :	58
II. 2. 5. 2. La carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-1 :	59
III. Conclusion	60

Chapitre 03 : Etude Statistique

I. Introduction d'étude statistique des paramètres pétrophysiques :	61
II. Analyse et interprétation des histogrammes :	61
II. 1. L'unité IV-3 :	61
II. 2. L'unité IV-2 :	65
II. 3. L'unité IV-1 :	69
II. 4. L'unité III-3 :	73
III. Conclusion :	77

Chapitre 04 : Évaluation quantitative

I. Introduction :	78
II. Classification des réserves :	78
II. 1. Classification des réserves selon l'USGS :	78
II. 1. 1. Réserves prouvées en place :	78
II. 1. 2. Réserves probables :	79
II. 1. 3. Réserves possibles :	79
II. 2. Classification des réserves selon SPE et WPC :	79
II. 2. 1. Réserves prouvées :	79
II. 3. Classification des réserves dans la région Ohanet	80
III. Evaluation des réserves :	81
III. 1. Aperçu sur le calcul de réserves des gisements non conventionnels :	81
III. 2. Définition de la méthode volumétrique :	81
III. 3. Détermination des différents paramètres :	82
IV. Conclusion :	84

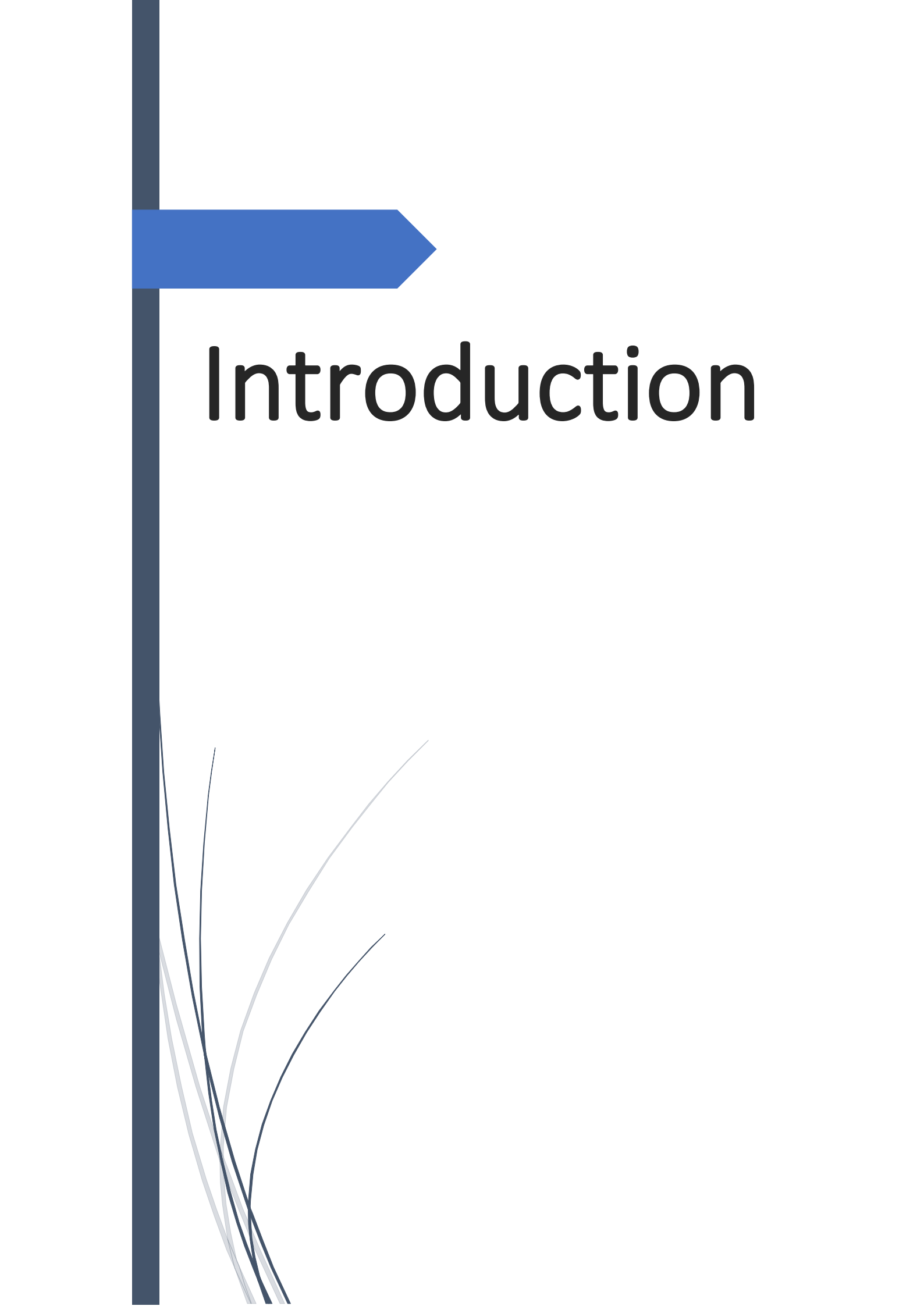
Conclusion générale

Conclusion générale	85
----------------------------	-----------

Références bibliographiques

Liste des figures

Liste des Tableaux



Introduction

Introduction générale :

De nos jours, des méthodes de recherche d'accumulations d'hydrocarbures ont été développées afin de prospector de nouveaux types de gisements de gaz non conventionnels tels que les tight gas, shales gas, coalbed methane, gas hydrates, etc...

De nombreuses compagnies internationales, ainsi que l'entreprise nationale Sonatrach a d'ores et déjà entamé les travaux d'exploration de gisements non conventionnels associés aux shale gas et tight gas reservoirs.

Les Tight Gas Sands conventionnels sont des réservoirs à faibles perméabilités rencontrés dans des pièges classiques essentiellement structuraux, ces accumulations non conventionnelles Tight Gas Sands occupent généralement les centres des bassins sédimentaires et présentent de hauts potentiels en terme de ressources, des efforts sont engagés pour leur identification, exploration et exploitation.

Le bassin d'Illizi constitue la partie Sud-est de la plateforme saharienne, il fut le siège d'une sédimentation importante essentiellement durant le paléozoïque et le mésozoïque.

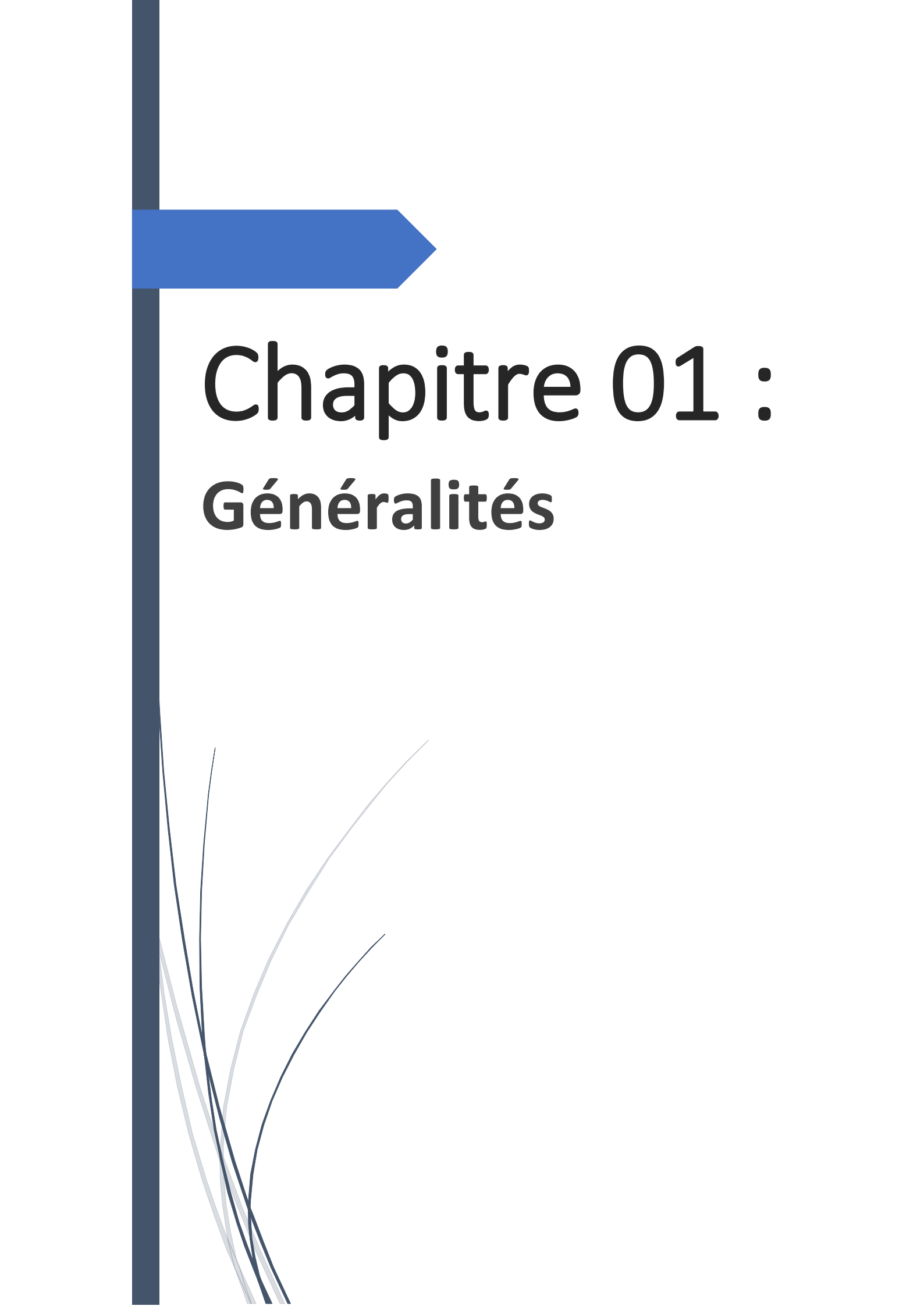
Le périmètre Ohanet est situé dans la partie Nord-Est du bassin d'Illizi .

Le réservoir Ordovicien est subdivisé en deux unités, III et IV, cette dernière est considérée comme un réservoir principal dans notre région (Ohanet-2). L'Ordovicien est un objectif à gaz à l'échelle du bassin d'Illizi, mais reste tributaire d'une part des phénomènes diagenétiques, et d'autre part des variations de faciès qui sont très rapides, aussi bien verticalement que latéralement ce qui rend difficile les corrélations à l'intérieur d'une unité.

Ce travail consiste en une étude de caractérisation et d'évaluation de la qualité réservoir de l'Ordovicien (unités III et IV), dans la partie Nord-Est (Ohanet-2) du bassin d'Illizi.

Ce mémoire a pour thème : « Caractérisation des unités du réservoir Ordovicien du bloc 244 (Tinrhert Nord Oudoume) du périmètre OHANET II du bassin d'Illizi », et gravite autour des axes suivants :

- Généralités sur le bassin d'Illizi et la région d'étude (OHANET II).
- La caractérisation pétrophysique des réservoirs Cambro-Ordovicien et la détermination de leur intérêt pétrolier.
- La réalisation d'une étude statistique des unités du réservoir Ordovicien.
- La réalisation d'une évaluation quantitative de réservoir en gaz de l'Ordovicien.



Chapitre 01 :

Généralités

I. 2. Cadre géologique :

Du point de vue géologique, le bassin d'Illizi est inclus dans « la synéclyse Est Algérienne ». la série stratigraphique comprend des terrains d'âge essentiellement Paléozoïque qui affleurent dans sa partie méridionale. Les terrains Mésozoïques, Cénozoïques et quaternaires affleurent dans sa partie septentrionale (Fig. 2).

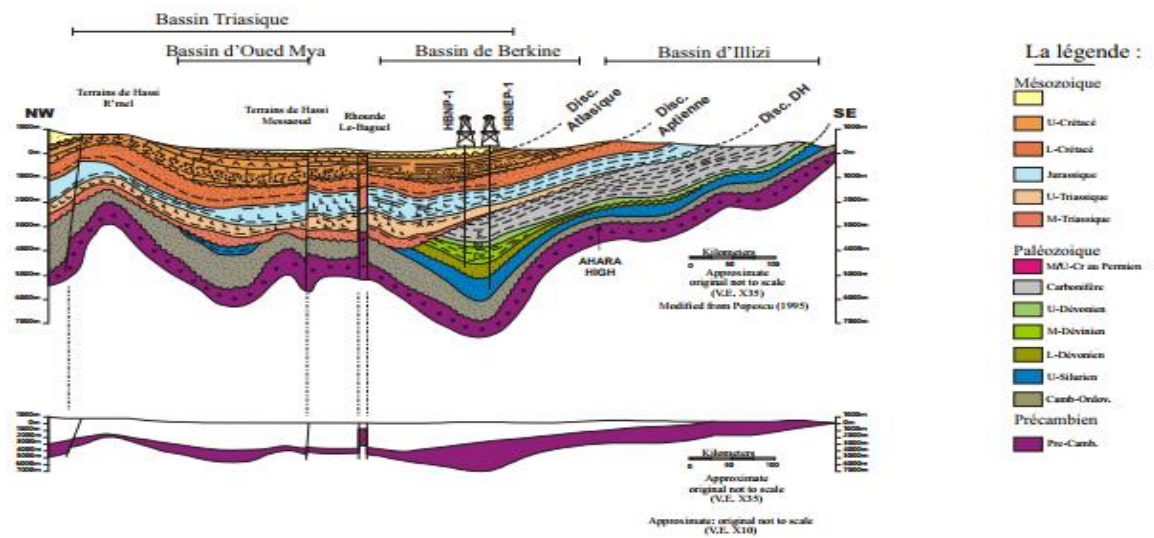


Fig. 2 : Coupe géologique simplifiée à travers la plate-forme saharienne (Galeazzi et al., 2010). Localisation de la coupe en figure 1

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles subméridiennes verticales, soulignées par de puissantes bandes de mylonites. Ces accidents subméridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées NE-SW et NW-SE. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SW et NW-SE sont au moins d'âge Panafricain. Ce réseau de cisaillement a joué ultérieurement un rôle important dans la sédimentation, la structuration et de la Plateforme saharienne.

I. 3. La lithostratigraphie du Paléozoïque Inférieur de la partie Sud-Est de la plate-forme Saharienne :

Durant le Paléozoïque, la plate-forme saharienne faisait partie de la marge passive Nord gondwanienne (Scotese et McKerrow, 1990; Smith, 1997; Scotese et al., 1999). L'évolution tectonostratigraphique des systèmes sédimentaires du Paléozoïque Inférieur dans le Sahara algérien témoigne d'un domaine cratonique stable. De même, le bassin d'Illizi en tant qu'élément structural de la plate-forme saharienne, il fait partie intégrante d'un ensemble de bassins subsidés, intracratoniques, ayant évolué au cours du Phanéozoïque en domaine intra-plaque (Beuf et al., 1971, Boote et al., 1998).

La colonne lithologique du bassin d'Illizi est constituée de séries sédimentaires à prédominance détritique allant du Cambrien au Paléogène (Henniche, 2002) (Tab. 1). La couverture sédimentaire est épaisse et atteint au Nord du bassin près de 7000m (Galeazzi et al., 2012), dont le remplissage a été essentiellement effectué pendant le Paléozoïque Inférieur.

La lithostratigraphie du Paléozoïque dans le bassin d'Illizi a été établie notamment grâce aux observations des affleurements dans les Tassili N'Ajjers, effectuées par Beuf et al. (1968 et 1971), Dubois (1967), et récemment par Eschard et al. (2005). Dans ce bassin, Dubois (1967) et Beuf et al. (1968) proposent une corrélation entre la nomenclature en subsurface et celle adoptée en affleurement (Tab. 1).

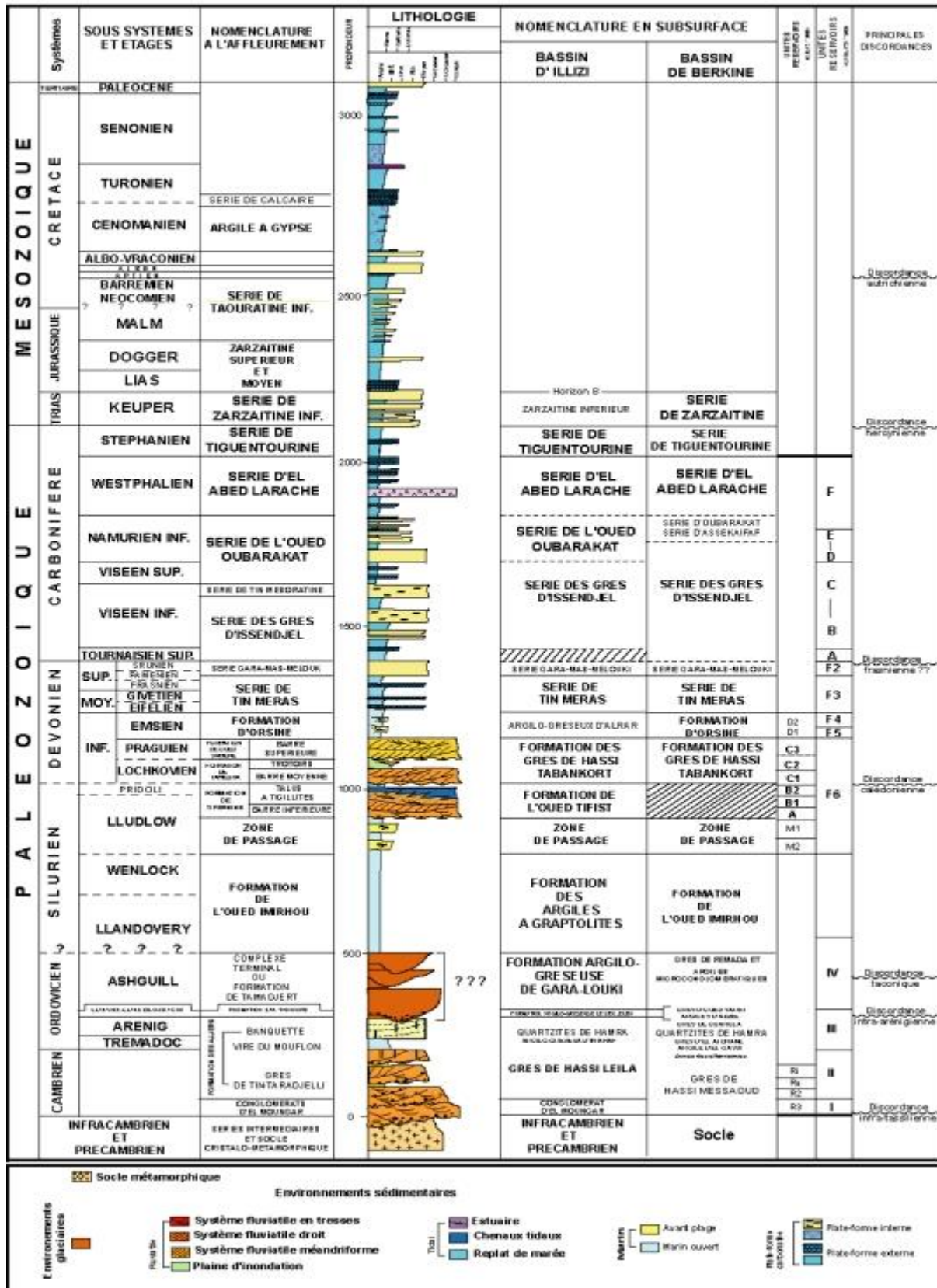


Tableau 1 : Colonne lithostratigraphique type des bassins d'Ilizi et de Berkine (Etablie par Henniche, 2002. D'après les documents de Dubois et al., 1967 ; Beuf et al., 1971 ; Khébal et Attar, 1980, Boudjema, 1987 ; Boumendjel, 1988 ; Bekkouche, 1992 ; Eschard et al., 2000)

La cartographie géologique de la région et les travaux des géologues pétroliers en subsurface, ainsi que la découverte de nouvelles faunes (Legrand, 1974 et 1985 ; Oulebsir et Paris, 1995 ; Paris et al., 2000) ont permis de subdiviser le Cambro-ordovicien en quatre unités lithostratigraphiques (Unité I à Unité IV), comprenant un certain nombre de formations et de membres (Bennacef et al., 1971; Beuf et al., 1971) (Fig. 3).

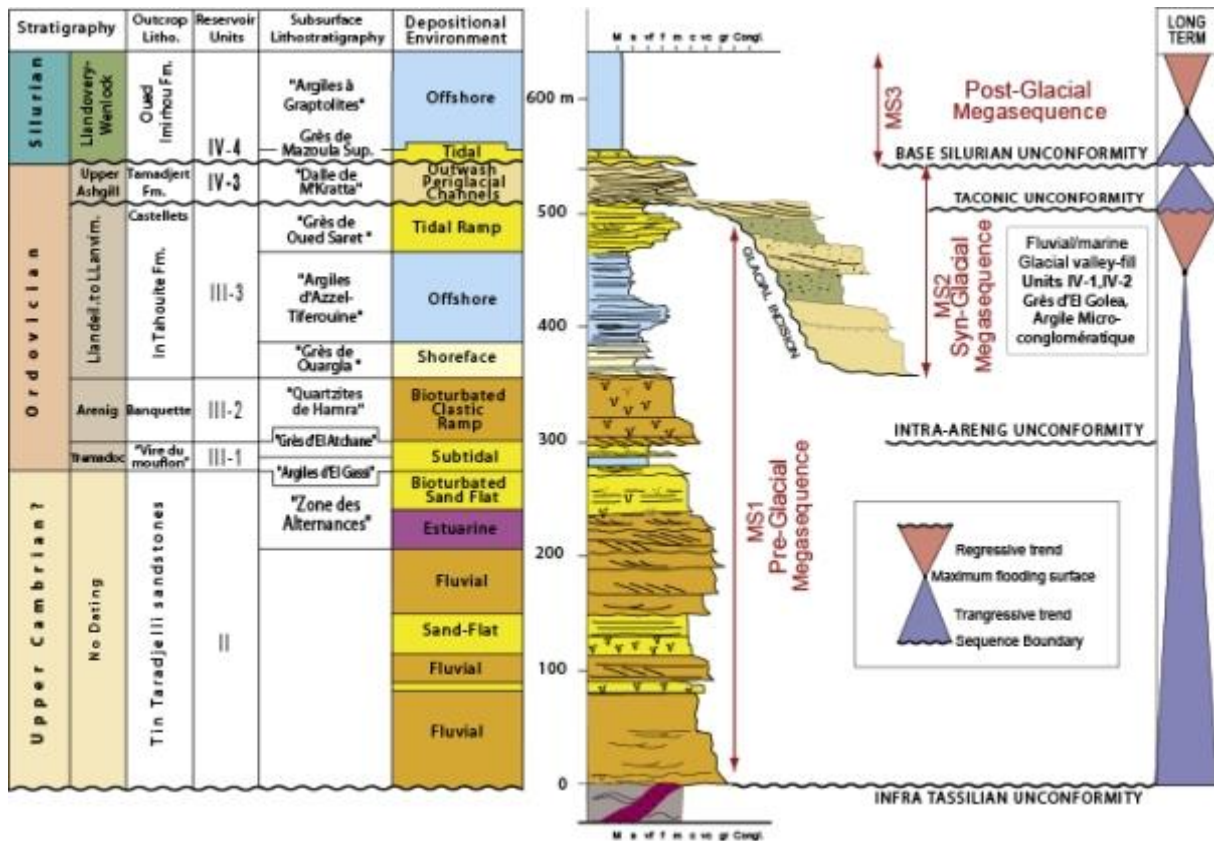


Fig. 3 : Colonne lithostratigraphique synthétique des séries sédimentaires allant du Cambrien au Silurien Inférieur dans le bassin d'Ilizi (Légèrement modifiée d'après Eschard et al., 2005 ; Deschamps et al., 2013).

I. 4. La lithostratigraphie du Paléozoïque Inférieur dans les affleurements des Tassilis N'Ajjers

Les Tassili N'Ajjers représentent l'extension naturelle du bassin d'Ilizi, où s'exposent des affleurements extrêmement préservés de couches d'âge Cambrien jusqu'au Carbonifère, témoignant ainsi des majeurs événements géologiques qui ont marqués cette ère. Leur observation s'avère donc d'une extrême importance afin de mieux étudier la subsurface du bassin d'Ilizi. De bas en haut, on y distingue :

I. 4. 1. Les Grès Inférieurs des Tassilis

Décrits pour la première fois par Kilian en 1922. Les 'Grès Inférieurs' représentent les séries sédimentaires détritiques qui constituent le Tassili Interne. Ils reposent en discordance sur le socle métamorphique et plissé, et ils sont couronnés par les 'Argiles à Graptolites' d'âge Silurien. Classiquement considérés comme cambro-ordoviciens (Beuf et al., 1971), Fabre (2005) leur attribue un âge exclusivement Ordovicien. D'une épaisseur de 150 à 350m, les 'Grès Inférieurs' comprennent trois (03) formations qui s'organisent de bas en haut comme suit :

1. La Formation des Ajjers,
2. La Formation d'In Tahouite,
3. La Formation de Tamadjert.

I. 4. 1. 1. La Formation des Ajjers :

Appelée également les 'Grès de Base' par Freulon (1964), cette formation renferme quatre membres, à savoir (BRP et al., 1964. In Beuf et al., 1971) :

1. Les Grès d'El Moungar,
2. Les Grès de Tin Taradjeli,
3. La Vire du Mouflon,
4. La Banquette.

I. 4. 1. 1. 1. Les Grès d'El Moungar

Déposé directement sur le socle, bien que ce membre atteigne une épaisseur de 50m au Nord d'Amguid, il n'apparaît nullement sur les pourtours du bouclier Targui, toutefois sa présence est signalée aux niveaux des zones d'accidents panafricains sub-méridiens (Fabre, 2005). Les Grès d'El Moungar sont représentés par un niveau conglomératique peu épais de quelques mètres, interprété comme étant un lag transgressif (Sonatrach-Robertson, 2002). Selon Fabre (2005), le dépôt des Grès d'El Moungar amorce le cycle des Grès de Tin Taradjeli qui les surmontent, sans la présence de hiatus entre ces deux membres. Les Grès d'El Moungar sont conventionnellement attribués au Cambrien.

I. 4. 1. 1. 2. Les Grès de Tin Taradjeli

Ce membre est épais de 300m au Nord de Djanet, déposé probablement pendant le Cambrien Moyen et Supérieur. Il constitue l'essentiel de la formation des Ajjers. Généralement, les Grès de Tin Taradjeli reposent directement sur le socle précambrien. Toutefois, ils peuvent surmonter localement le conglomérat d'El Moungar (Eschard et al., 2005).

Les Grès de Tin Taradjeli débutent par un grès-quartzite moyen à grossier, propre à petits galets dispersés, à stratifications planes et tabulaires, montrant une direction N à NW. Ces dépôts représentent la partie basale des Grès de Tin Taradjeli, décrits par Beuf et al. (1971) comme des épandages sableux déposés par des systèmes fluviaux en tresses de haute énergie, recouvrant la surface infra-tassilienne sur de vastes étendues. Les parties moyennes et sommitales de ce membre témoignent d'une influence marine grandissante. Ces parties sont constituées de barres gréseuses estuariennes à stratifications multidirectionnelles, intercalées de bancs de siltites et de grès non structurés et bioturbés, avec abondance progressive de Skolithos, et des traces fossiles Cruziana, Daedalus et Harlania au sommet (Lithozone Ra) (Sonatrach-Robertson, 2002).

Il est noté que le sommet des Grès de Tin Taradjeli est marqué par l'existence d'un niveau riche en Lingules dit 'Dalle à Lingules'. Ce niveau représente le premier repère biostratigraphique datant la limite Cambrien Supérieur-Ordovicien Basal (Tremadocien).

L'examen sédimentologique des Grès de Tin Taradjeli témoigne d'une évolution progressive des faciès pendant une transgression majeure, allant du fluvial de haute énergie au marin côtier peu profond.

Dans le bassin d'Illizi, les Grès de Tin Taradjeli correspondent à l'Unité II (Fig. 4). Dans la province triasique, ils correspondent à 'la Formation des Grès de Hassi Messaoud' qui est subdivisée, de bas en haut en trois lithozones : R3, R2, et Ra, constituant les réservoirs principaux d'hydrocarbures dans cette région (Henniche, 2002 ; Eschard et al., 2005).



Fig. 4 : Figure montrant l'unité II d'après Robertson, 2000.

I. 4. 1. 1. 3. La Vire du Mouflon

'La Vire du Mouflon' forme un talus de 20 à 50m d'épaisseur au sommet de la falaise de Tin Taradjeli. Sa limite inférieure est une surface ondulée, et parfois enduite d'une croûte ferrugineuse qui empâte des galets de quartz. Elle est constituée de couches plus tendres argilo-silteuses bioturbées, séparées par de petits bancs gréseux à stratifications obliques. La bioturbation est abondante, elle est représentée principalement par les ichnofabriques *Cruziana*, *Bilobites*, *Harlania*, et des terriers verticaux tels que *Vexillum* (Fabre, 2005). La Vire du Mouflon correspond à des sédiments déposés dans un environnement subtidal à intertidal. Ces dépôts correspondent à la manifestation des premiers faciès en milieu marin ouvert dans la région des Tassili (Eschard et al., 2005), témoignant d'un maximum eustatique (Fabre, 2005).

Vu la mauvaise préservation du contenu biogénique en affleurement dans la Vire du Mouflon, la datation de cette dernière a été entreprise par analogie avec son équivalence dans l'Oued Mya. En effet, la base de la Vire du Mouflon correspondrait en subsurface aux 'Argiles d'El Gassi' d'âge Tremadocien (Ordovicien Basal), datées par les graptolites (Legrand, 1964) et par les chitinozoaires (Paris et al., 2000). Le sommet quant à lui serait équivalent des 'Grès d'El Atchane' datés Arenig Inférieur grâce aux empreintes de brachiopodes et de lamellibranches (Legrand, 1985).

Dans le bassin d'Illizi, La Vire du Mouflon correspond à l'Unité III-1. Par ailleurs, l'étude de Sonatrach-Robertson (2002), considère que l'Unité III-1 est essentiellement d'âge Tremadocien. En raison du diachronisme constaté vers le nord du bassin, l'âge cette unité a été limité au Cambrien Supérieur.

I. 4. 1. 1. 4. La Banquette

Dans les Tassili N'Ajjers, la Banquette apparait comme une petite falaise d'une cinquantaine de mètres qui domine la Vire du Mouflon. Elle est équivalente au réservoir 'Quartzite de Hamra' qu'on appelle également l'Unité III-2. La Banquette présente une base érosive en contact avec le sommet de La Vire du Mouflon. A sa base, des grès grossiers à structures sigmoïdales sont interprétés comme des chenaux et des barres estuariennes (Eschard et al., 2005). Au-dessus, des grès moyens à grossiers massifs, irrégulièrement silicifiés, montrent une abondance de *Skolithos*. Le sommet de La Banquette est marqué par la présence des *Daedalus* qui constitue un niveau de référence. A l'échelle régionale, la cartographie de la Banquette montre une homogénéité du faciès, suggérant un milieu marin peu profond à pente

douce (Beuf et al., 1971). De plus, des couches viennent draper en ‘Onlap’ la Vire du Mouflon, ce qui indique un net changement du régime de dépôt (Fabre, 2005). De ce fait, ces grès ont été interprétés comme étant des dépôts de rampe progradants, de faible profondeur et de faible énergie (Eschard et al., 2005). (Fig. 5).

La Banquette a été datée Arenig Inférieur par analogie avec ses équivalences voisines en raison de l’absence presque totale des niveaux argileux susceptibles de contenir du matériel datable (Legrand, 1974; 1985). Cependant, l’étude menée par Sonatrach et Robertson (2002) évoque le caractère diachronique de ce membre tout comme La Vire du Mouflon. Les résultats ainsi obtenus suggèrent que La Banquette aurait été essentiellement déposée pendant l’Arenig inférieur, voire l’Arenig Supérieur, et même pendant le Llanvirn Inférieur.



Fig. 5 : Figure montrant l’unité III-1 et l’unité III-2 d’après Robertson, 2000.

I. 4. 1. 2. La Formation d’In Tahouite

La limite inférieure de la formation d’In Tahouite est marquée par la présence assez fréquente d’une discordance de ravinement. Cette discordance témoigne d’une phase Intra-arénigienne (Attar, 1980), ou d’une fluctuation eustatique (Kazi-Tani, in Fabre, 2005). Cette fluctuation serait marquée par une brève régression ou un arrêt de la sédimentation, précédant la grande transgression Nord-gondwanienne de l’Arénig Supérieur (Fabre, 2005).

Dans les Tassili N’ajjers, la limite basale d’In Tahouite est une discordance angulaire locale.

Dans le bassin d’Illizi, cette limite est reconnue comme étant une transgression, soulignée par un conglomérat, ou par des surfaces durcies ferrugineuses.

La formation d'In Tahouite correspond à des dépôts transgressifs qui s'étalent largement sur La Banquette. Ces dépôts se développent notamment à l'Est (Corriger et Sucrin, 1963), suite au gauchissement qu'a subi la dalle saharienne pendant ou juste après la sédimentation de l'Arenig Inférieur, et avant la régression marine de l'Arénig Supérieur (Fabre, 2005).

La formation d'In Tahouite est caractérisée par une variation des épaisseurs qui reflète non seulement le contrôle de la tectonique synsédimentaire de la mise des sédiments et leur cubage, mais aussi les omissions stratigraphiques dues à la rotation des blocs faillés et à l'érosion glaciaire à la base de la Formation de Tamadjert. En effet, La formation d'In Tahouite est absente ou réduite le long des failles locales, associées aux paléoreliefs tels que sur La Tihemboka, Edjeleh, le dôme du Couloir, et dans la région de Tiguentourine (Sonatrach- Robertson, 2000).

Les dépôts de la formation d'In Tahouite sont principalement constitués de siltites et de grès très fins à fins, bioturbés par les ichnofaciès Skolithos et Cruziana, et par l'ichnofaune de trilobites (Bilobites), témoignant d'un milieu marin ouvert mais avec un apport terrigène substantiel.

La partie basale d'In Tahouite est représentée par deux membres :

- (1) un membre inférieur appelé le Talus Psammitique de quartzites lités, épais de 50 à 60m,
- (2) un membre moyen appelé le Talus Psammitique proprement dit, épais d'une centaine de mètres (BRP et al., 1964).

Cette partie basale consiste en des grès fins à très fins montrant des structures mamelonnées (HCS) et des rides de courant, déposés en 'lower shoreface'. Rapidement, ces grès passent à une siltite bioturbée, déposée en 'offshore' dans un milieu marin ouvert. Cette tendance grano-décroissante témoigne d'un approfondissement de la région lors d'une transgression de long terme (La transgression nord-gondwanienne) (Eschard et al., 2005).

La partie sommitale de la formation d'In Tahouite constitue le membre supérieur, appelé les 'Grès Castelets'. Ce membre consiste en des grès progradants tidaux et de 'shoreface'. Les Grès Castelets ne sont pas présents partout et leur extension est probablement liée à des conditions paléotopographiques locales comme sur le môle de La Tihemboka (Abdallah, 1995). Des grès à stratifications entrecroisées contenant des oolites ferrugineuses sont présents au sommet de cette formation (Sonatrach-Robertson, 2000), témoignent de l'existence de brèves régressions (Fabre, 2005).

L'étude de Sonatrach et Robertson (2002) suggère que la Formation d'In Tahouite a été déposée pendant une période de temps considérable qui s'étale de l'Arenig Supérieur jusqu'au Caradoc Inférieur, bien que le Llanvirn soit de loin l'âge le plus commun. En fait, on suppose que la formation d'In Tahouite renferme un certain nombre de sections condensées et de surfaces d'omission (Oulebsir, 1992; Oulebsir et Paris, 1995; Paris et al., 2000).

En subsurface, la formation d'In Tahouite correspond à l'Unité III-3 (Fig. 6).

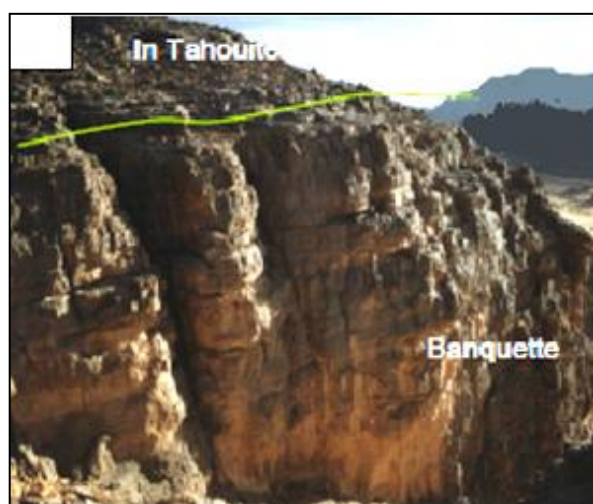


Fig. 6: Figure montrant l'unité III-3 d'après Robertson, 2000.

I. 4. 1. 3. La Formation de Tamadjert

C'est la formation qui regroupe les dépôts hétérogènes à influence glaciaire, et d'âge Hirnantien. Ils se sont déposés en discordance non conforme sur les séries antérieures, et ils sont limités au sommet par une discontinuité lithologique soulignée par une surface ferrugineuse.

En subsurface, la formation de Tamadjert est appelée Unité IV. Nous en parlerons en détail des caractéristiques de cette formation dans les prochains chapitres.

I. 4. 2. Le Silurien

I. 4. 2. 1. La Formation d'Oued Imirhou

Dans les Tassili N'Ajjers, la formation d'Oued Imirhou représente les couches tendres du Silurien Inférieur qui détermine la dépression intra-tassilienne (Beuf et al., 1971 ; Fabre, 2005).

Les premiers sédiments, épais de quelques mètres sont représentés par des grès moyens et bioturbés à Skolithos. Ces grès moulent les inégalités topographiques laissées par la surface d'érosion à faible relief, surmontant la formation de Tamadjert. Cette surface serait le résultat du rebond isostatique qu'a connu la région, une fois soulagée du poids des glaces (Eschard et al., 2005 ; Fabre, 2005 ; Hirst, 2012). Ces grès sont interprétés comme des dépôts marins peu profonds (Fabre, 2005), ou encore fluvio-estuariens (Eschard et al., 2005 ; Hirst et al., 2002).

Ces dépôts marginaux sont en partie remaniés en larges rides sinueuses, et chaque ride correspond à une ligne de rivage, marquant ainsi les étapes de régression qui accompagne le soulèvement isostatique (Fabre, 2005).

L'âge de ces grès reste indéterminé, quelques fossiles datent ces lits de l'Ashgillien Supérieur, d'autres du Silurien Basal (Fabre, 2005). Ces grès ont été rapidement recouverts par les Argiles à Graptolites. Ces dernières représentent la majeure partie de la formation d'Oued Imirhou.

Les Argiles à Graptolites ont été déposées lors de la grande transgression qui a suivi le retrait total de la glaciation fini-ordovicienne, et probablement l'arrêt de la remontée isostatique et la reprise du phénomène de subsidence (thermique ?) de la plate-forme dans le Sahara Central (Kazi-Tani, 1999 ; In Fabre, 2005).

Selon Fabre (2005), les Argiles à Graptolites se sont accumulées d'abord dans les zones les plus subsidentes, car la dalle saharienne n'était pas homogène mais formée de blocs distincts.

La formation d'Oued Imirhou a été principalement déposée pendant le Llandovery. Toutefois, Legrand (1981) avance la limite supérieure jusqu'au Ludlow Supérieur (Silurien Supérieur).

Dans le bassin d'Illizi, les Argiles à Graptolites sont subdivisées en deux parties :

1- Une partie basale qui elle-même est subdivisée en trois (03) niveaux radioactifs (Eschard et al., 2005), à savoir :

a- Le niveau radioactif inférieur qui correspond aux fameuses 'Hot Shales'. Ce sont les argiles les plus riches en matière organique dont les valeurs du COT (Carbone Organique Total) peuvent atteindre 17% (Lüning et al., 2000). Récemment, l'âge des 'Hot Shales' a été strictement attribué au Rhuddanien Moyen par Loydell et al. (2013) grâce à l'analyse des graptolites (biozone à CY. Vesiculosus) .

Lüning et al. (2000) ont montré à l'aide de la cartographie de la subsurface que l'extension des 'Hot Shales' est latéralement discontinue, et que leur distribution et leur épaisseur ont été contrôlées par le paléo-relief du Silurien basal, lequel a été façonné principalement par le passage de la glaciation fini-ordovicienne, et par les régimes de déformation compressive et extensive héritées de l'événement panafricain et de la tectonique Infra-cambrienne .

Une telle sédimentation dans les paléo-dépressions a favorisé les conditions anoxiques et la préservation de la matière organique, ce qui fait des 'Hot Shales' la roche-mère la plus importante de la plate-forme saharienne (Boote et al., 1998 ; Lüning et al., 2000).

b- Le niveau radioactif supérieur qui est daté Wenlock Inférieur (Lüning, 2005).

c- Le niveau radioactif moyen qui est jugé moins riche en COT que les deux autres niveaux.

2- La partie supérieure des Argiles à Graptolites moins riche en matière organique que la moitié basale, est appelée 'Lean Shales' (Lüning et al., 2000 ; Le Heron et al., 2009). Le sommet de cette partie est marqué par la présence des carbonates d'origine diagénétique et par l'augmentation progressive du contenu grés-silteux.

I. 4. 2. 2. La Formation d'Atafaïtafa

Surmontant la formation d'Oued Imirhou, la formation d'Atafaïtafa est constituée de grès grano-croissants qui prennent plus d'importance au sein des argiles appartenant à la formation sous-jacente. En effet, la formation d'Atafaïtafa se développe au sein de la formation d'Oued Imirhou d'une façon diachrone, dans le Tarannon (Lndoverly Supérieur) et dans le Wenlock (Silurien Moyen) (Legrand, 1981, 1983).

I. 5. Le découpage des réservoirs cambro-ordoviciens dans le bassin d'Illizi

Un inventaire établi à partir des rapports de fin de sondage a permis de recueillir près de 200 termes lithostratigraphiques employés pour la nomenclature des séries cambro-ordoviciennes dans la plate-forme saharienne.

En subsurface, dans le bassin d'Illizi, la succession cambro-ordovicienne montre une grande variation d'épaisseur qui peut aller de 109 mètres (sondage RCL-1) et jusqu'à atteindre 1276 mètres (sondage MK-1). Cette variation dépend intimement de la configuration paléotopographique du substratum et du contrôle de la sédimentation par la tectonique.

Le tableau 2 montre le découpage de cette succession dans le bassin d'Illizi en quatre (04) unités qui se succèdent de base en haut comme suit : l'Unité II, l'Unité III-1, l'Unité III-2,

l'Unité III-3, et l'Unité IV. Le tableau résume également leurs équivalences en affleurements dans les Tassili N'Ajjers et dans les régions avoisinantes.

De bas en haut, les unités définies sont :

I. 5. 1. l'Unité II

Equivalente aux Grès de Tin Taradjeli et au Conglomérat d'El Moungar, l'Unité II est limitée à sa base par la discordance infra-tassilienne et à son sommet par une surface transgressive.

Sur le log de Gamma-Ray (GR) (Fig. 7), la limite supérieure correspond un pic majeur, représentant ainsi le premier horizon argileux qui couronne les grès moyens à grossiers et mal classés de l'Unité II (Sonatrach-Robertson, 2000). En effet, l'allure de l'Unité II sur les diagraphies de GR montre un profil en forme d'épi (Spiky profil), témoignant d'une séquence détritique qui s'appauvrit progressivement en argiles.

L'Unité II varie en épaisseur dans le bassin d'Illizi, elle est importante dans les dépocentres comme à Tin Fouyé Sud, Mazoula, El Adeb Larache, et dans la région de M'Kratta où elle atteint 773m au niveau du sondage MK-1. Toutefois, l'Unité II est fortement condensée, totalement absente ou érodée sur les zones hautes comme le môle d'Ahara, le linéament de Fadnoun, et sur le môle de La Tihemboka (Sonatrach-Robertson, 2002).

L'Unité II n'a pas été subdivisée dans le bassin d'Illizi. Dans la région de Hassi Messaoud, elle correspond aux quatre lithozones (R3, R2, Ra et Ri) qui constituent les réservoirs majeurs dans cette région (eg. les champs de Hassi Messaoud, d'El Gassi, d'El Agreb, de Zotti, et de Rhourde El Baguel...).

I. 5. 2. L'Unité III-1

Epaisse en moyenne de 180m, l'Unité III-1 correspond à La Vire du Mouflon en affleurement. Tout comme l'Unité II, son épaisseur a été largement contrôlée tout d'abord par l'héritage du bâti de la phase tectonique antérieure (précambrienne) et puis celle ayant activée pendant le dépôt. A l'aide des enregistrements diagraphiques, l'Unité III-1 a été subdivisée en trois (03) sous-unités qui s'organisent de bas en haut comme suit :

I. 5. 2. 1. L'Unité III-1a : équivalente à la Zone des Alternances et d'une épaisseur moyenne de 60m, cette sous-unité présente une tendance argileuse (Mud-prone) à la base qui devient gréseuse (Sand-prone) au sommet.

I. 5. 2. 2. L'Unité III-1b : équivalente aux Argiles d'El Gassi. Ce sont des argiles dont le sommet est marqué par une inversion de la courbe du GR, témoignant du retour des grès.

I. 5. 2. 3. L'Unité III-1c : équivalente aux Grès d'El Atchane. Cette sous-unité est caractérisée par une tendance gréseuse. Bien qu'elle se dépose conformément sur l'Unité III-1b, sa limite basale a souvent un aspect net et érosif. Au sommet, l'Unité III-1 est tronquée par l'Unité III-2. La limite supérieure de l'Unité III-1 est donc une surface érosive qu'on observe souvent sous forme d'un pic positif sur le log de GR (Fig. 7), et qui correspond à un apport argileux ou micacé. Parfois, cette limite supérieure est représentée par une transition de la courbe où l'allure du GR tend vers les faibles valeurs caractéristiques des niveaux propres. Observables sur carottes, cette allure correspond à une abondance de la bioturbation (Sonatrach-Robertson, 2002).

L'Unité III-1 est un mauvais réservoir vu son caractère argileux. Néanmoins, elle peut servir de roche couverture pour le réservoir sous-jacent de l'Unité II.

I. 5. 3. L'Unité III-2

Equivalente en affleurement à La Banquette, l'Unité III-2 est connue sous le nom de Quartzites de Hamra. D'une épaisseur moyenne qui avoisine 60m, elle consiste en des grès fortement silicifiés à aspect quartzitique. L'allure de l'Unité III-2 sur le log de GR est généralement cylindrique avec une tendance Fining Upward au sommet (Fig. 7). En effet, la limite supérieure est un horizon argileux représenté par un pic important dont la valeur de GR est supérieure à 75 API. Cette limite est interprétée comme une surface transgressive, témoignant d'une remontée relative du niveau marin.

L'Unité III-2 présente une configuration homogène. Ces grès à caractère uniforme sont moyens à fins et bien cimentés, à aspect massif ou faiblement lités. Ils sont propres mais localement peu argileux à cause du remplissage des terriers. Leur homogénéité est également liée à la forte densité et la faible diversité des ichnofabriques qui prennent la forme de Pipe-Rock dépassant 20cm de longueur et qui caractérisent l'Unité III-2. La bioturbation est exclusivement représentée par l'ichnofaciès Skolithos, et par les traces fossiles de type Siphonichnus et Diplocraterion.

L'Unité III-2 est un réservoir pétrolier important, caractérisé par une faible teneur en argile et une abondance locale des fractures naturelles et des stylolites. L'extension de ce réservoir correspond à des nappes gréseuses (Sand Sheets) étendues sur toute la plate-forme saharienne jusqu'en Libye où elles sont connues sous le nom de la formation de Hawaz.

I. 5. 4. L'Unité III-3

Son équivalent en affleurement est la formation d'In Tahouite. Les épaisseurs de l'Unité III-3 sont variables. Comme en affleurement, elles ont été contrôlées par l'érosion glaciaire et par la tectonique distensive qui a activé pendant le dépôt. En général, l'épaisseur moyenne est de l'ordre de 60m.

L'Unité III-3 montre des faciès hétérolithiques gréseux et argileux, marqués par l'abondance de la bioturbation (Tigilites). Ces faciès deviennent plus gréseux au Sud du bassin. Par endroit (le môle d'Ahara et la région d'Amasak), les successions hétérolithiques de l'Unité III-3 sont coiffées par un niveau peu épais de grès oolitiques ou de calcaires à bryozoaires. La signature diagrapique de ce passage correspond à une réduction dans les valeurs du GR (Fig .7), et à un pic distinctif du Sonic.

La limite supérieure n'est pas évidente sur les logs des diagrapies. Cela est dû à l'ampleur du ravinement glaciaire ainsi qu'à la lithologie variable des corps sédimentaires sus-jacents, appartenant à l'Unité IV.

Sur plusieurs points, l'Unité III-3 est considérée comme la répétition de l'Unité III-1, et par conséquent elle peut être subdivisée en trois (03) termes, bien que ces termes ne soient pas toujours rencontrés ensemble. Ainsi, l'Unité III-3 s'organise de bas en haut comme suit :

I. 5. 4. 1. L'Unité III-3a : Equivalente aux Grès de Ouargla. Elle débute par des faciès argileux puisqu'elle marque la base de l'Unité III-3. Son sommet est marqué par la présence d'un niveau de grès propres. Son allure sur le GR est arquée, témoignant de l'arrivée progressive des apports clastiques.

I. 5. 4. 2. L'Unité III-3b : Equivalente aux Argiles d'Azzel. C'est un niveau à prédominance argileuse.

I. 5. 4. 3. L'Unité III-3c : Equivalente aux Grès d'Oued Saret ou également aux Grès à Castelets dans les Tassili N'Ajjers. Il s'agit de dépôts à tendance gréseuse qui deviennent localement micacés. L'Unité III-3c a été considérablement tronquée par l'Unité IV.

La prédominance des faciès argileux dans l'Unité III-3, la granulométrie fine des corps gréseux, leur important contenu argileux et micacé, ainsi que leur distribution qui biseaute latéralement dans les argiles font de l'Unité III-3 un réservoir pétrolier médiocre voir mauvais, comparé à l'Unité III-2 (Quartzites de Hamra) et à l'Unité IV. Toutefois, il serait judicieux de porter un autre regard sur le potentiel isolant de cette unité. En effet, l'Unité III-

3 peut servir d'une couverture imperméable pour les autres réservoirs. Elle pourrait, donc, jouer le rôle d'une couverture sommitale pour l'Unité III-2, et l'Unité III-3c pourrait assurer l'étanchéité basale pour l'Unité IV.

Anti-Atlas	Second Bani Formation				Upper Klaoua Formation	Lower Klaoua	First Bani Formation	Tachila Shales Formation	Zini Sandstone Formation	Fezouata Shale Formation							
	Upper Second Bani		Lower Second Bani														
Murzuq Basin	Tanezzouf Formation	Br Tlacin	Upper Mamouniyat	Middle Mamouniyat	Lower Mamouniyat	Melez Shuqran Formation	Hawaz Formation	Achebayat Formation	Hassaouna Formation								
		Mamouniyat Formation															
Tassili N'Ajers	Oued Imihou Formation	Tamadjert Formation					Gres Castlet	In Tahouite Formation	Banquette Formation	Vire du Mouffon Formation	Tin Taradjeli Formation						
Tassili Interne Sandstone Formation, Cambro-Ordovicien, Gres de Rezzaine, Complexe M'Kratia																	
Gres du 2 ^{ème} Bani, Complexe du Meharez, Complexe de Hassi el Hadjar, Formation Argilo-Greseuse de Gara Louki, Complexe Terminal, Formation de Djebel Serraf, Complexe de Felar-Felar, Dalle Quartzitique Superieur																	
Unité IV Greseux		Unité IV Argileux				Schistes de Klaoua	Gres du 1 ^{er} Bani	Serie II, Ordovicien O1-O2									
Unités 1a-1d		Reservoir du TFE, Ordovicien O4-O5						Schistes de Feijas Externes									
		Gres et Argiles de Tin Tavant															
Serie Argilleuse, Gres de Mazoula Superieur, Argiles Superieures		Dalle M'Kratia, Gres de Ramade, Gres du Sommet, Gres du Tabaloulet, Gres de Mazoula, Dalle Quartzitique Superieur, Ordovicien O6, Serie Greseuse				Ensemble Argilo-Greseux a Tigillies de L'Egdelah, Ensemble Argilo-Greseux Superieur, Formation de Four Zedya, Unité Mar?, Unité 4a?, Unité III basale?, Serie III, Argilo-Greseux de Hassi Touarg, Ordovicien O3, Unité 4a		Formation de Kheng El Aalene, Quartzites a Tigillies, Serie Quartzitique, Gres d'Erg El Amguel, Unité 4b?, Ensemble de Gres Intermediaires, Unité 4b		Formation de Four Tinelem, Complexe Argilo-Greseux Interieur, Unité 4c, Argilo-Greseux d'in Kraf							
Serie Tuffoide, Argile Microconglomeratique, Gres Microconglomeratique, Unité 2		Gres d'El Golea, Gres d'Oued Golea, Gres de Taredert, Serie Conglomeratique, Unité IV-2/1, Unité 3				Argiles d'Oued Saret		Sup.		Moyen	Inf.						
Argile Microconglomeratique						Argiles d'El Ferrouche, Gres de OLI		Formation de Larroque, Quartzites de Larroque, Gres de Larroque		Q' Située							
										Gres d'El Arich El Megla, Gres de M'issal, Zone l'icrometrique, Gres de Bordj-Nail, Q' Gresaux							
										Gres de Messaoud, Gres de Hassi Messaoud, Gres de Hassi Lella, Ensemble Gres-Conglomeratique de Base, Formation de Ain Nechea-Sebkhet El Mellah, Gres a Lingules, Gres d'Hassi Menkel, Cambrian Quartzitique, Unité Iic, Unité 5/6							
Unit IV-4	Unit IV-3	Unit IV-2	Unit IV-1	Unit IV-0	Unit IV-0a	Unit III-3	Oued Saret Sandstones	Azzel Shales	Ouargla Sandstones	Hamra Quartzites	El Atchane Sandstones	El Gassi Shales	Zone des Alternances	Zone Ri	Zone Ra	Zone R2	Zone R3
Unit IV																	
Unit III-2	Unit III-1	Unit II															

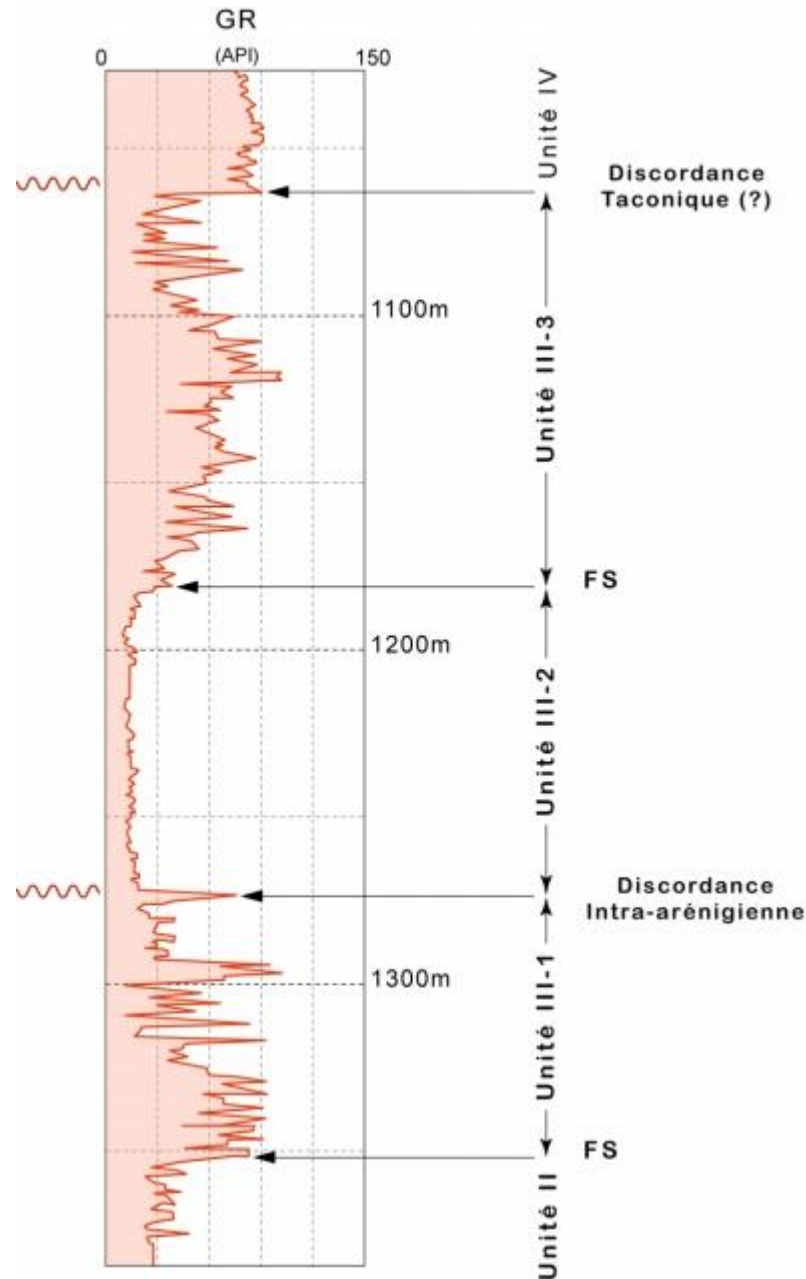


Fig. 7: Réponse diagraphique type du Gamma-Ray des Unités II, III-1, III-2, et III-3 (sondage IKF-1).

(Modifié d'après Sonatrach-Robertson, 2002). FS : Flooding surface.

I. 5. 5. L'Unité IV

L'Unité IV correspond à la Formation de Tamadjert dans les Tassili N'Ajjers. L'étude de l'Unité IV dans le bassin d'Illizi relève d'une difficulté énorme. La variation rapide de la lithologie et des épaisseurs des couches, ainsi que la complexité de l'architecture interne de ces dépôts rend l'établissement d'une image diagraphique type pour l'Unité IV impossible.

L'Unité IV est omniprésente dans le bassin d'Illizi. Néanmoins, son épaisseur est très variable. Elle va de 2m (sondage EHT-1) jusqu'à atteindre 372m (sondage TXA-1). La variation d'épaisseur totale est intimement liée à la présence des linéations glaciaires à giga-échelle (MSGGL : Mega-Scaled Glacial Lineations), et aux morphologies et reliefs qui résultent de leur passage qui sont les vallées glaciaires en auges et les rides interglaciaires, et entre-autre, les vallées en tunnel. L'amplitude de ces morphologies glaciaires et leurs emplacements, associés à une tectonique distensive qui a activé pendant l'Ordovicien Supérieur, ont dû contrôler les épaisseurs des différents corps sédimentaires formant l'Unité IV. De ce fait, l'établissement d'un cadre stratigraphique, d'un modèle sédimentologique, et des corrélations au sein de l'Unité IV s'avère une tâche ardue à accomplir.

Traditionnellement, l'Unité IV est subdivisée en quatre sous-unités, à savoir :

- L'Unité IV-1
- L'Unité IV-2
- L'Unité IV-3
- L'Unité IV-4

Cette subdivision a été établie par les géologues pétroliers lors de l'exploration de l'Ordovicien glaciaire. Elle est basée sur l'observation des coupures lithologiques et des drains producteurs (Sonatrach-Robertson, 2000). Néanmoins, une cinquième sous-unité dénommée Unité IV-0 a été récemment définie à la limite Unité III-3 / Unité IV à l'aide de la biostratigraphie (Sonatrach-Robertson, 2002 ; McDougall et al., 2003).

Cette configuration idéale où les sous-unités sont clairement distinguées est valable dans la région de Tin Fouyé-Tabankort. Dans presque la totalité du bassin, seule l'Unité IV-3 et encore moins l'Unité IV-2 montrent une extension régionale. Les autres termes ne sont pas toujours rencontrés, faute de la non-conservation par l'érosion, ou de la difficulté de les distinguer les uns des autres à cause de la complexité des faciès sédimentaires.

I. 5. 5. 1. L'Unité IV-0

Les observations des affleurements et des carottes suggèrent que l'Unité IV-0 a souvent été érodée et recyclée par les autres unités sus-jacentes, notamment par l'Unité IV-1 et ce pendant la première arrivée des fronts glaciaires. En Libye, dans le bassin de Murzuq qui est semblable au bassin d'Illizi, cette unité correspond à une série argileuse épaisse et mieux préservée dénommée la formation de Melez Chuqran (Tab. 2). A l'aide de la datation

biostratigraphique et des observations sédimentologiques, l'Unité IV-0 a été subdivisée en deux (02) membres (Sonatrach-Robertson, 2002):

- L'Unité IV-0a

L'examen sédimentologique et lithologique montre que l'Unité IV-0a est similaire à l'Unité III-3. Il s'agit de grès fins granocroissants, bioturbés et à tendance argileuse. Cependant, les analyses palynologiques ont mis en évidence l'existence d'une discontinuité stratigraphique entre les deux entités sans la présence d'une discordance lithologique. L'Unité IV-0a est d'âge Ashgillien Inférieur – Pushgillien, un âge plus récent que celui de l'Unité III-3, et qui est supposé Caradocien Inférieur ou plus ancien. Donc, génétiquement l'Unité IV-0a est une continuité de l'Unité III-3, mais stratigraphiquement, elle fait partie de l'Unité IV.

- L'Unité IV-0b

C'est une formation argileuse qui contient des débris graveleux ou sableux, appelés Dropstones, qui sont caractéristiques des dépôts glaciogéniques. L'Unité IV-0b est connue sous le nom des Argiles Microconglomératiques. Ce terme est souvent employé pour désigner ce type de faciès qui se répètent souvent dans l'Unité IV, et qui appartiennent à des niveaux stratigraphiques distincts.

L'Unité IV-0b est souvent tronquée par l'Unité IV-1. Cette troncation correspond à une surface d'érosion glaciaire majeure qui est entre-autre associée à la déformation intense que les dépôts de l'Unité IV-0 ont subi.

I. 5. 5. 2. L'Unité IV-1

Appelée également Grès de Taredert ou Base de l'Unité IV. Elle est généralement constituée de dépôts gréseux qui tronquent les termes sous-jacents. L'Unité IV-1 peut reposer en discordance sur l'Unité IV-0, sur l'Unité III-3, ou même sur des formations plus anciennes.

I. 5. 5. 3. L'Unité IV-2

Appelée Argiles Microconglomératiques ou Série Tuffoïde. D'une épaisseur moyenne qui avoisine 55m, cette unité est dominée par des dépôts argileux, surmontés d'horizons de grès propres et très fins.

I. 5. 5. 4. L'Unité IV-3

Appelée Dalle de M'Kratta, Dalle Terminale, ou Grès de Ramade. Il s'agit d'un horizon de grès propres moyens à fins, parfois grossiers et localement quartzitiques. L'Unité IV-3 est un objectif pétrolier important dans la région, son extension est régionale et elle peut être corrélable malgré sa maigre épaisseur qui ne dépasse pas 20 mètres.

I. 5. 5. 5. L'Unité IV-4

C'est le sommet de l'Unité IV. Appelée Série Argileuse ou Grès de Mazoula, l'Unité IV-4 est peu épaisse et elle n'est pas toujours présente dans la série. Son extension n'est pas uniforme dans le bassin, cela est probablement lié au remaniement qu'elle a subi pendant le rebond isostatique. L'Unité IV-4 est surmontée par les argiles radioactives du Silurien.

I. 6. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi :

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure qui sont :

- Le bombement de Tin Fouyé, situé dans la partie nord-ouest du bassin d'Illizi, il correspond à une zone haute orientée nord-sud, s'étendant sur 200 km de longueur et 100 km de largeur.
- Le haut fond de Tihemboka, grand axe structural orienté Nord-Sud affecté par un important accident méridien. Il constitue la limite orientale du bassin d'Illizi.
- Le monoclinal d'Illizi, qui sépare les deux zones hautes de Tin Fouyé et de Tihemboka.
- L'axe de Fadnoun, limite entre le môle de Tihemboka et la dépression centrale d'Illizi. Du Sud-ouest vers le Nord-est, il se suit sur 300 km. Il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE qui a rejouée plusieurs fois durant le Paléozoïque et même plus récemment.

Notons enfin que les limites du bassin d'Illizi sont représentées par le môle d'Ahara, ancienne zone haute constituant la limite septentrionale du bassin et l'axe d'Essaoui-Mellène, de forme allongée, qui représente la limite entre le bassin d'Illizi et la région d'Amguid El Biod à l'Ouest.

Les plus importantes failles du bassin d'Illizi, d'orientation méridienne n'apparaissent que sur les marges Est et Ouest du bassin, contre les môles de Tihemboka et d'Amguid respectivement. Dans le reste du bassin, les principales failles montrent deux orientations dominantes : NNE-SSW (probablement d'anciennes failles paléozoïques) et NNW-SSE (d'origines hercynienne ou autrichienne). Au Nord du bassin et sur le môle d'Ahara, apparaissent quelques failles alignées d'orientation E-W (failles mésozoïques probables). Les failles du bassin d'Illizi semblent être l'expression superficielle des mouvements le long des grandes fractures du socle Précambrien.

I. 7. Le système pétrolier du Paléozoïque Inférieur dans le bassin d'Illizi

Le Système pétrolier Ordovicien-Silurien

Le système pétrolier Ordovicien-Silurien fait partie du système pétrolier 'composite' appelé Tanezzuft-Illizi d'après l'USGS (2000) (The US Geological Survey). Le nom du système pétrolier est composé du nom de la roche mère la plus importante et ancienne (celle du Silurien), et du nom du bassin dans lequel réside le système pétrolier (Klett, 2000). La roche mère Silurienne appelée en Libye la formation de Tanezzuft correspond en Algérie à la formation d'Oued Imirhou. La formation de Tanezzuft est plus connue pour les géologues internationaux, d'où le système pétrolier composite tire son nom. Ce système pétrolier dit composite car en réalité, il est formé de plusieurs systèmes pétroliers (Boote et al., 1998).

Selon Klett (2000), l'état actuel des données ne permet pas de déterminer la contribution relative de chaque système pétrolier dans les accumulations individuelles, et par conséquent, l'établissement de nouvelles subdivisions. Néanmoins, Boote et al. (1998) ont déterminé trois (03) classes de systèmes pétroliers en Afrique du Nord, et qui s'appliquent sur la région de Berkine-Illizi :

Classe 1: Système pétrolier chargé en hydrocarbures au Mésozoïque-début Tertiaire, résidant dans les bassins intra-cratoniques mésozoïques du Sahara septentrionale, dont la roche couverture est d'âge Trias-Lias. Ce système pétrolier représente plus de 78% des réserves découvertes.

Classe 2: Système pétrolier chargé en hydrocarbures au Mésozoïque-début Tertiaire, résidant dans les bassins situés au Sud et à l'Est de la province triasique, dont la roche couverture est représentée par les argiles intra-paléozoïques. Ce système pétrolier représente 18% des réserves découvertes, et correspond au système pétrolier composite Tanezzuft-Illizi.

Classe 3: Système pétrolier disparu, chargé en hydrocarbures au Paléozoïque et résidant dans les bassins du Sahara occidentale, avec les argiles intra-paléozoïques comme roche couverture. Ce système pétrolier représente 03% seulement des réserves découvertes.

I. 7. 1. La roche mère

La roche mère d'âge Silurien alimente le système pétrolier Ordovicien-Silurien en hydrocarbures. C'est une roche mère à extension régionale sur la plate-forme Nord gondwanienne. Elle est à l'origine de 80 à 90% des hydrocarbures ayant alimenté les bassins

intracratoniques du Sahara, et elle a joué un rôle important dans la génération des hydrocarbures dans la péninsule arabique (Boote et al., 1998; Lüning et al., 2000).

La roche mère a été déposée juste après la glaciation fini-ordovicienne, lors d'un pic de transgression majeure d'ordre 2. Cette remontée eustatique importante est associée à un évènement anoxique global (Lüning et al., 2000 ; Galeazzi et al., 2010). L'épaisseur de la roche mère devait être de l'ordre de 200m, voire 500m avant qu'elle soit affectée par l'érosion durant le soulèvement hercynien (Boote et al., 1998).

Selon Lüning et al. (2000), la richesse en matière organique n'affecte pas le Silurien Argileux dans sa totalité. Seul le niveau radioactif dans la partie inférieure des Argiles à Graptolites est intéressant. D'âge Ruddanien, il présente d'excellentes caractéristiques de roche mère. Les valeurs du COT varient de 02 à 17%, et le kérogène est principalement sapropélique et mixte (type I et II). Il est à noter que son épaisseur, son taux de richesse et le type de kérogène sont variables à l'échelle régionale et ils dépendent apparemment de la paléotopographie (Daniels et Emme, 1995 ; Lüning et al., 2000).

I. 7. 1. 1. La génération des hydrocarbures

Les modèles géochimiques établis pour le bassin d'Illizi suggèrent que la roche mère silurienne a subi deux (02) phases de générations d'hydrocarbures (Tab. 3), à savoir :

- **Une première phase pré-hercynienne**

Selon Galeazzi et al. (2010), la génération a eu lieu notamment dans le Sud-Est du bassin. Cependant, Tissot et al. (1973) et Klett (2000) suggèrent que la génération s'est faite pendant le Carbonifère dans le dépointe paléozoïque situé au Sud-Ouest du bassin d'Illizi.

- **Une deuxième phase post-hercynienne**

Elle s'est déroulée principalement au Crétacé, suite à la subsidence du bassin durant le Mésozoïque. Selon Daniels et Emme (1995), la roche mère a généré au Crétacé Moyen dans le centre et le Sud-Est du bassin, tandis qu'au Nord et à l'Est, elle a généré au Jurassique Moyen et Supérieur.

La plus part des accumulations connues actuellement sont attribuées à la phase mésozoïque (Galeazzi et al., 2010), car la plus part des hydrocarbures générés pendant la première phase ont été détruits, remobilisés, ou dispersés à cause du soulèvement hercynien. De plus, dans les parties Sud et Ouest du bassin, le soulèvement hercynien ayant arrêté le processus de génération, dont le pic fût atteint au Carbonifère, est également responsable de l'insuffisance

de l'enfouissement de la roche mère silurienne, résultant ainsi de la non reprise de la génération et de l'expulsion des hydrocarbures dans cette région (Tissot et al., 1973 ; Daniels et Emme, 1995) .

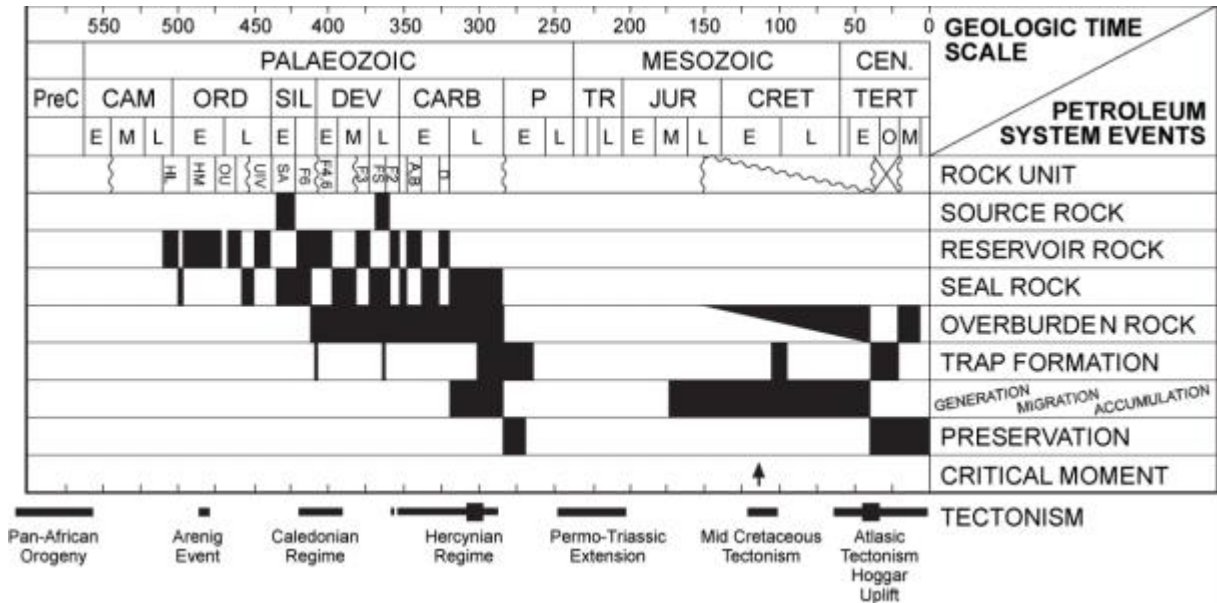


Tableau 3 : Les systèmes pétroliers et les événements tectoniques dans le bassin d'Illizi (D'après Klett, 2000, modifié par Galeazzi et al., 2010).

I. 7. 1. 2. La maturation de la roche mère

La roche mère silurienne présente des valeurs de la réflectance de vitrinite (R0) variant de 1,1 à 1,75%. En effet, dans la partie Nord-Est du bassin, la roche mère est en fin de la fenêtre à huile, et en phase de gaz humide. Tandis que dans le Sud et le Sud-Est du bassin, elle est en fenêtre à gaz humide et probablement en fenêtre à gaz sec (Daniels et Emme, 1995).

I. 7. 1. 3. La migration des hydrocarbures

La migration primaire a été effectuée par descendum vers les réservoirs cambro-ordoviciens sous-jacents. Dans l'absolu, la migration primaire est à l'heure actuelle un phénomène énigmatique car les mécanismes d'expulsion restent mal connus des spécialistes.

La migration secondaire, quant à elle, s'est déroulée suivant deux processus :

- La migration horizontale

Selon Boote et al. (1998), les hydrocarbures ont été principalement acheminés latéralement vers les réservoirs adjacents. De plus, la migration horizontale a énormément contribué au remplissage des reliefs régionaux (Galeazzi et al., 2010). En effet, le remplissage des gisements géants tels que Tin Fouyé-Tabankort et Alrar a été favorisé grâce à l'existence de

des réservoirs paléozoïques (tels que les réservoirs cambro-ordoviciens) dont l'extension latérale est à la fois grande et continue, et par la persistance d'axes structuraux hauts tout au long de l'histoire géologique du bassin d'Illizi.

- La migration verticale

La migration verticale quant à elle, a également contribué au chargement des réservoirs paléozoïques, et ceci le long des failles et des fractures existant dans les zones déformées (Boote et al., 1998).

I. 7. 2. Les roches réservoirs :

-Le Cambro-ordovicien :

- **L'Unité II :**

L'Unité II est d'âge Cambrien, son épaisseur moyenne est de 250 m et elle est composée de dépôts fluvio-deltaïques. Ses qualités pétrophysiques généralement médiocres s'améliorent au voisinage du môle de Tihemboka. Cette unité est productive dans les gisements d'Ihansatène Ouest, Tiguentourine Est, Ouan Taredert et Dôme à collenias.

- **L'Unité III-3 :**

Cette unité appartenant à l'Ordovicien est composée de grès quartzitiques fins à grossiers avec une épaisseur variant de 0 à 200 m. Ce réservoir produit par fracturation à Hassi Tabtab et Assekaifaf.

- **L'Unité IV :**

Elle correspond au complexe terminal de l'Ordovicien, son épaisseur varie de 10 à 350 m, elle est constituée de dépôts fluvio –glaciaires à périglaciaires. La définition de l'unité IV est difficile à établir vu ses importantes variations d'épaisseur et de faciès, il n'y a pas de réponse de log distinctive. Ces changements sont dus au remplissage de la paléotopographie irrégulière qui caractérise les paléovallées créées d'abord par la compression Taconique puis par l'érosion glaciaire et/ou fluvioglaciaire. Les sous unités IV-3 et IV-2 présentent des porosités de 5 à 15 % et sont productives de gaz à Tin Fouyé, Ouest In Aménas, Tiguentourine, Zarzaitine et Irlalène. L'hydrodynamisme joue un rôle important : pour exemple le gisement de Tin Fouyé où la distribution des fluides dans l'Ordovicien est contrôlée par un courant hydrodynamique de l'aquifère.

-Le Siluro-dévonien F6 :

Ce méga réservoir produit de l'huile et du gaz dans le bassin d'Illizi, c'est un ensemble argilo-gréseux subdivisé de bas en haut en huit (08) unités : M1, M2, A, B1, B2, C1, C2 et C3. Cette série lithostratigraphique peut être scindée en deux, une série inférieure appartenant au Silurien supérieur (Ludlow) et une série supérieure d'âge Dévonien inférieur (Praguien). Les réservoirs des unités du Silurien argilo-gréseux et les réservoirs du Dévonien inférieur peuvent se trouver en contact grâce à la discordance calédonienne. Les niveaux réservoirs sont composés de grès marins peu profonds (M1) et de grès fluviatiles (A, B1, C1, C2 et C3).

Il possède des valeurs de porosité et de perméabilité les plus élevées de la région : la porosité atteint 20 à 25 % et la perméabilité varie de 0,1md à quelques centaines de md.

Le F6 est pratiquement présent sur l'ensemble du bassin à l'exception de la partie nord-occidentale où il est partiellement érodé. Dans la partie septentrionale du môle d'Ahara, et extrémité septentrionale de la voûte de Tin Fouyé, les unités sommitales C1, C2 et C3 se biseautent. Les réservoirs du F6 produisent de l'huile à : Tin Fouyé, Djoua Ouest, Ahara, Tinrhert, Gara Tisselit et Tin Mesnaguène.

- Le Dévonien inférieur et moyen :**Réservoirs F5 et F4 :**

Ces réservoirs font partie d'une série argilo-gréseuse, d'âge Dévonien moyen à oolithes ferrugineuse, qui s'est déposée dans un réseau fluviatile méandrique. L'épaisseur de cette série est de 40 à 50 m avec de bonnes propriétés pétrophysiques. Ces réservoirs sont productifs à Assekaifaf, El Adeb Larach et à Taradert.

-Le Dévonien Supérieur (F3-F2) :

- **Réservoirs F3 :**

Ce réservoir est constitué de barres tidales d'épaisseur variant de 0 à 30 m. Il n'est présent que dans la partie nord-est du bassin entre les môles de Tihemboka et d'Ahara, avec une porosité qui fluctue entre 10 et 15%. Le F3 est productif à Alrar, Stah et Mereksene.

- Réservoirs F2 :

Intercalée sous forme de lentilles sableuses dans les dépôts du Dévonien supérieur, ce réservoir comporte des niveaux gréseux dont l'épaisseur est généralement inférieure à 5 m mais peut atteindre localement 15 à 20 m. Le F2 est productif à Ouan Diméta et Issaouane.

-Le Carbonifère :

Les niveaux réservoirs du Carbonifère sont constitués de lentilles gréseuses, productives à Edjeleh, Tiguentourine, Zarzaitine et Hassi Tabtab. Ces niveaux réservoirs ne dépassent pas les 30 m, leurs propriétés pétrophysiques sont faibles à moyennes mais peuvent localement s'améliorer.

-Le Trias argilo-gréseux supérieur :

Dans le bassin d'Illizi, le seul réservoir triasique présent est le Trias argileux gréseux supérieur (TAGS) qui correspond au salifère S4 du centre de Berkine. Cette formation a une aire d'extension très limitée qui se situe sur une frange étroite du Nord-Ouest du bassin qui correspond à la limite entre les bassins de Berkine et d'Illizi.

Dans ce secteur, ce niveau se biseaute vers le Sud-Est et passe à la série de Zerzaitine. Du point de vue sédimentologique, le TAGS se compose de bancs de grès d'extension régionale séparés par des intervalles argileux correspondant à des surfaces de progradation maximale d'extension également régionale. Ce réservoir se caractérise par un matériel grossier, ce qui traduit une forte énergie de transport. La source d'apport proviendrait de l'érosion de la couverture Cambro-Ordovicienne du Hoggar. La découverte d'El Ouar Sud -1(EOS-1) avec un débit de 12 m³/h d'huile a révélé les potentialités pétrolières du TAGS et ce malgré la proximité de sa limite d'extension.

Le TAGS possède une bonne porosité primaire, la granulométrie est grossière et l'argilosité est assez faible. Ces bonnes qualités pétrophysiques sont prouvées par les résultats de tests : 12 m³/h d'huile à EOS-1, 7 m³/h d'eau salée à BTF-1 et 10 m³/h d'eau salée à MDB-1. Les meilleures moyennes de porosités sont enregistrées à MDB-1, 13 %, et à EOS-1, 11 %, avec des moyennes de perméabilités respectives de 18 md et de 10 md.

I. 7. 3. Roches couvertures :

L'accumulation des hydrocarbures au niveau du réservoir, ne peut se faire que par la présence d'obstacle (ou roche couverture), empêchant le déplacement des hydrocarbures qui ont tendance à remonter vers la surface du fait de leur faible densité. Dans la partie sud-orientale du bassin d'Ilizi, tous les réservoirs sont séparés les uns des autres par des séries argileuses, le problème de couverture ne se pose donc pas (Fig .8).

Les différentes roches couvertures sont :

-Le Cambro-Ordovicien :

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

-Le Siluro-Dévonien (F6–F5–F4) :

Niveaux argileux intraformationnels et une importante série argileuse frasnienne.

-Le Dévonien Supérieur (F3-F2) :

Formations argileuses du Dévonien moyen et du Dévonien supérieur ; coiffées par une imposante série argileuse Carbonifère

-Le Carbonifère :

Épaisse assise argileuse carbonifère.

-Le Trias argilo-gréseux supérieur :

Puissant ensemble argilo-salifère triasique et argileux liasique.

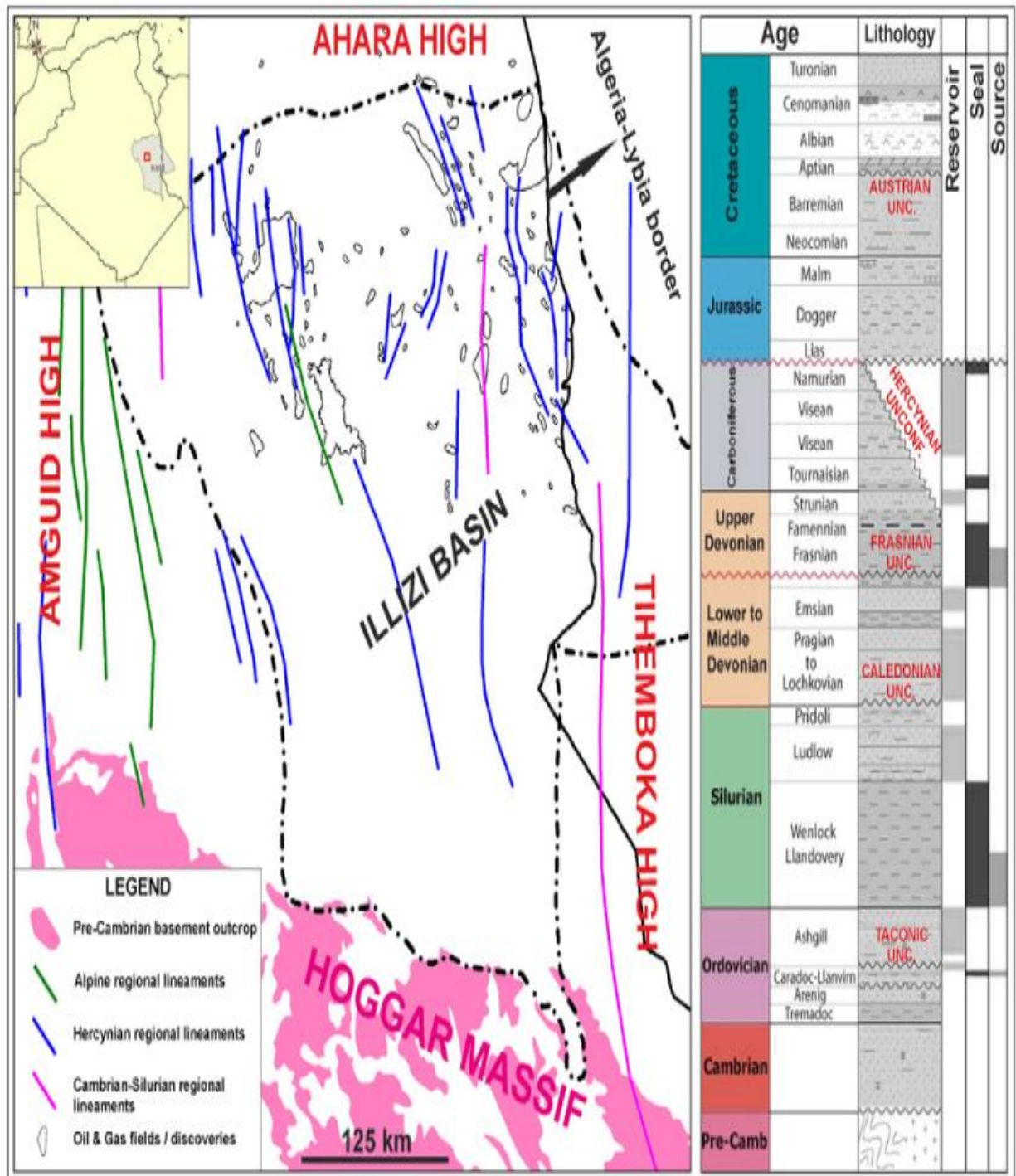


Fig. 8: Carte régionale du bassin d'Illizi avec les différents éléments du système pétrolier (Craig et al., 2008)

I. 7. 4. Les Pièges :

Les pièges sont des structures géologiques qui empêchent la dispersion du pétrole et du gaz en direction de la surface. Ils sont normalement identifiés par les méthodes sismiques.

La découverte d'El Ouar Sud -1 (EOS-1) a mis en évidence l'intérêt des biseaux du TAGS au Nord d'Illizi. La spécificité de la région d'Illizi est la présence d'accumulations d'hydrocarbures affectées par un hydrodynamisme actif. En effet après l'orogénèse hercynienne, la surrection du Hoggar a instauré un régime hydrodynamique par gravité sur l'ensemble du bassin. C'est au niveau du réservoir F6 que les phénomènes hydrodynamiques jouent un rôle important dans le piégeage des hydrocarbures. Le gisement de Tin Fouyé dans le bassin d'Illizi est le meilleur exemple de gisement affecté par l'activité hydrodynamique.

Une autre spécificité de la région est la présence de dolérites qui, quoique peu répandues dans le bassin, ont un impact sur le piégeage des hydrocarbures. Ces roches magmatiques se localisent essentiellement dans la partie nord du bassin et sont inter-stratifiées dans les niveaux de l'Ordovicien, du Silurien et du Dévonien. C'est suite à l'intrusion des dolérites dans la série sédimentaire que certains pièges comme ceux de Stah et Mereksen, se sont formés.

Par contre dans de nombreux cas la mise en place de ces dolérites s'est faite de façon extrusive pendant les dépôts des sédiments.

I. 7. 5. Les types de piège :

Les pièges sont souvent de type structural qui correspondent à des anticlinaux réguliers associés aux failles d'orientation Nord -Sud, NW-SE et WNW- ESE néanmoins un autre type de piégeage pourrait être mis en évidence au niveau du périmètre d'In Amenas en relation avec les divers paléo environnements des dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien.

II-Présentation de la zone d'étude :

II. 1. Les différents gisements de la région Tinrhert

La zone de TINRHERT est située dans la partie Nord Est du bassin d'Illizi. Elle est limitée à l'Est par la frontière algéro-libyenne, à l'Ouest par le périmètre de recherche de Gara Tisselit, au Nord par le périmètre de recherche d'Oudoume Est et au Sud par les périmètres d'exploitation des gisements de Tiguentourine et de Hassi Farida (Rapport Sonatrach., 2010).

Le projet de Tinrhert concerne le développement de dix-sept gisements de gaz, dont sept avec anneau d'huile .

Douze gisements: Sedoukhane Est, Timellouline Sud, Dimeta Nord, Hassi Imoulaye, Tahala Nord, Guelta Nord, Tamadanet Nord, Tamadanet, Timedratine Nord, Tilmas, In Akamil Nord et In Akamil, sont situés à l'intérieur du périmètre de recherche de Tinrhert, correspondant aux blocs 234a, 239a et 244a ; sa superficie nette est de 5148,93km².

Deux gisements: Ifefane Tehert Nord et Zemmouri, sont situés à l'intérieur du périmètre de recherche d'Alrar Sud, correspondant aux blocs 239c et 240c, sa superficie nette est de 522.41km².

Deux gisements : Trig et Zarzaitine (Ordovicien), sont situés à l'intérieur du périmètre de recherche d'In Amenas, correspondant au bloc 240b, sa superficie nette est de 3846.82km².

Un gisement : Horst Nord In Amenas (Alrar Centre - Alrar Sud - Horst Nord In Amenas - Nord In Amenas, réservoirs Dévonien et Cambro-Ordovicien) chevauche les deux périmètres d'exploration, Alrar Sud et In Amenas.

Dans notre travail on va se focaliser sur l'étude des réservoirs Ordovicien de la région Tinrhert nord Oudoume .

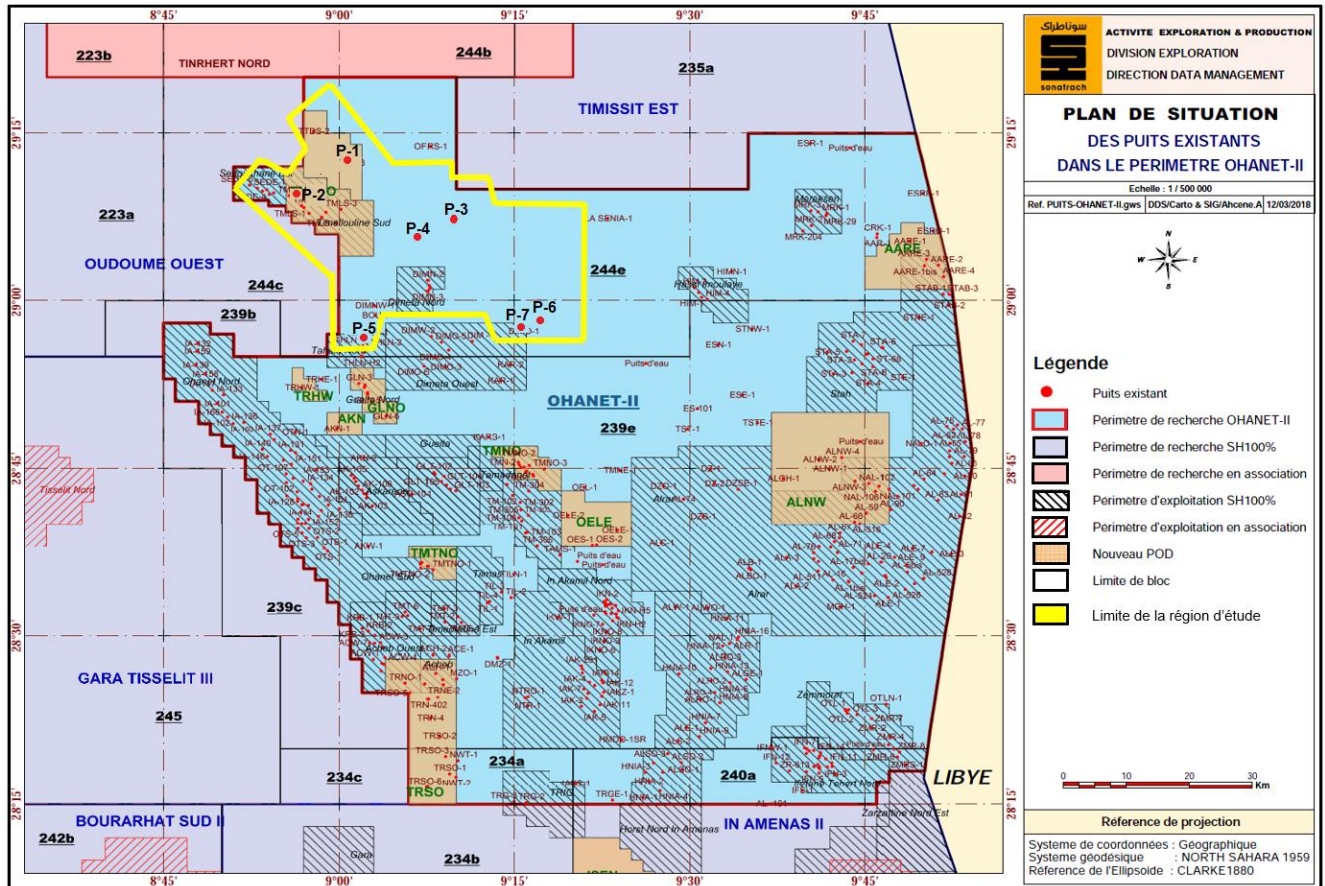


Fig. 9 : Plan de situation des puits existants dans le périmètre OHANET-II (Rapport Sonatrach, 2011).

II. 2. Situation Géographique

La zone d'étude est située dans le Nord- Est du bassin d'Ilizi dans le périmètre d'ohanet. Elle occupe la partie orientale de la dépression du bassin, limitée par les deux longitudes ($8^{\circ} 45' - 9^{\circ} 45'$) Est méridien et deux latitudes ($28^{\circ} 15' - 29^{\circ} 15'$) Nord équateur (Fig. 9), à environ 6 km au Nord de la ville d'In Amenas, sur une superficie de 6665 km^2 .

II. 3. Cadre Géologique

Le périmètre d'Ohanet se situe dans la partie Nord-Est du bassin d'Ilizi. Il fait partie de la Hamada de Tinrhert, qui est un vaste plateau constitué par les affleurements du Mésozoïque. Cette zone est limitée à l'ouest, au nord par les périmètres Oudoumé Ouest et Timissit Est, à l'Ouest par le périmètre de Gara Tesselit, à l'Est par la frontière Algero-Lybiennne et au Sud par les périmètres Bourarhet et In Amenas.

Cette région a subi l'influence de toutes les phases tectoniques qui ont affecté le bassin d'Ilizi, et particulièrement la phase hercynienne qui est à l'origine de la genèse de nombreux faisceaux d'anticlinaux (In Adaoui-Ohanet ; Acheb - Kreb ; Askarene-Timedratine ; Guelta-Tamadant ; etc.) orientés NW-SE. Ces phases, n'ont pas été sans conséquences sur les

dépôts des formations paléozoïques, notamment sur le non dépôt du cambrien sur le Môle d'Ahara et celui de la Tihemboka, le non dépôt du Dévonien F3 à l'ouest et au sud du périmètre OHANET. Par ailleurs, des variations lithologiques sont observées dans les formations dévoniennes au niveau du périmètre en relation avec les paléo-reliefs créés par les mouvements tectoniques hercyniens (précoce et tardive).

Les mouvements anté-llanvirn (Arénigien) sont à l'origine de la répartition des unités ordoviciennes III-1 ; III-2 et III-3. Par conséquent, l'unité III repose parfois en discordance sur l'unité II, sur le socle et quelquefois sur l'unité III-1.

La couverture sédimentaire dépasse les 3500m d'épaisseur, elle est, composée de deux séries, celle du Mésozoïque qui repose sur la série du Paléozoïque à la faveur de la discordance hercynienne, celle du Paléozoïque repose sur le socle à la faveur de la discordance de base (panafricaine). Les réservoirs objectifs de cette région sont les grès de l'unité IV de l'ordovicien, le Dévonien F2 et le Dévonien F6 appartenant à la série Paléozoïques.

II. 4. Stratigraphie de la région d'étude

La série paléozoïque du Cambro-Ordovicien

La stratigraphie du Cambro-Ordovicien est d'une très grande complexité sur la zone en raison des nombreux événements tectoniques qui ont affecté la région. En effet, en plus des discordances intra-arénigienne et tectonique, plusieurs épisodes glaciaires ont érodé les terrains et abouti au développement de vallées glaciaires. Les rapides variations de faciès et d'épaisseurs engendrées rendent les corrélations entre puits délicates et impliquent la complexité de ces réservoirs (Zazoun R., S. Mahdjoub Y., 2011)

Le Cambro-Ordovicien comprend trois unités II, III et IV, elles-mêmes découpées en sous-unités.

- Unité II

L'unité II constitue les grès (Grès de Tin-Tarajelli) et les quartzites à passées conglomératiques du Cambrien (équivalent en âge du Ri et du Ra) reposant sur le socle cristallin.

Elle comprend des grès blancs, parfois gris sombre, fins à moyens, rarement grossiers, mal classés, siliceux à silico-argileux, bien consolidés souvent compacts (Fekirine B., Abdellah

H., 1998). Les grés sont souvent soulignés par des passées d'argile gris sombre à noire, localement verdâtre, silteuse et micacée.

- Unité III

L'unité III constitue les dépôts préglaciaires séparés des dépôts du IV-2 par une première surface d'érosion glaciaire (GES). Ils sont distribués en trois unités lithologiques distinctes (Unités III-1, III-2 et III-3). Seules les unités III-1 et III-3 sont présentes dans la région d'étude.

L'unité III-1 est constituée d'alternances argilo-silteuses (équivalent en âge des Argiles d'El Gassi). Elle est formée d'argile grise à gris-noire, silteuse, micacée, intercalée de grés gris blanc et gris sombre, parfois gris verdâtre très fin à moyen rarement grossier et moyennement à bien consolidé.

L'unité III-3 est composée d'alternances argilo-gréseuses dont, elle est connue sous le nom de "In-Tahouite".

Les grés la constituant sont gris-clair à gris sombre, fins à moyens, silico-argileux à siliceux, bien consolidés avec quelques passées d'argile gris-noir à noire, silteuse, micacée, localement pyriteuse, indurée, avec de nombreuses figures sédimentaires et de joints stylolithiques sur carottes.

- Unité IV

L'unité IV est formée d'un ensemble argilo-gréseux, de grés gris-clair, fins à moyens à ciment siliceux et souvent fissuré. La base de la série est constituée par les dépôts glaciogéniques de l'unité IV-2 délimitant les vallées glaciaires et les interfluves.

Les argiles noires de cette unité, correspondant à l'unité IV-2 Supérieur, alternent avec des grés gris-clair identifiés à l'unité IV-2 Inférieur. L'unité IV-3 constitue la phase terminale dite aussi formation de Mazoula, des dépôts glaciaires scellés par le complexe postglaciaire de l'unité IV-4.

II. 5. Système pétrolier :**II. 5. 1. Roches mères :**

Dans l'ensemble du bassin d'illizi et d'après les études géochimiques, toutes les argiles paléozoïques ont généré des hydrocarbures, nous retiendrons les plus importantes :

- Les argiles du Silurien argileux.
- Les argiles du Dévonien moyen à supérieur.

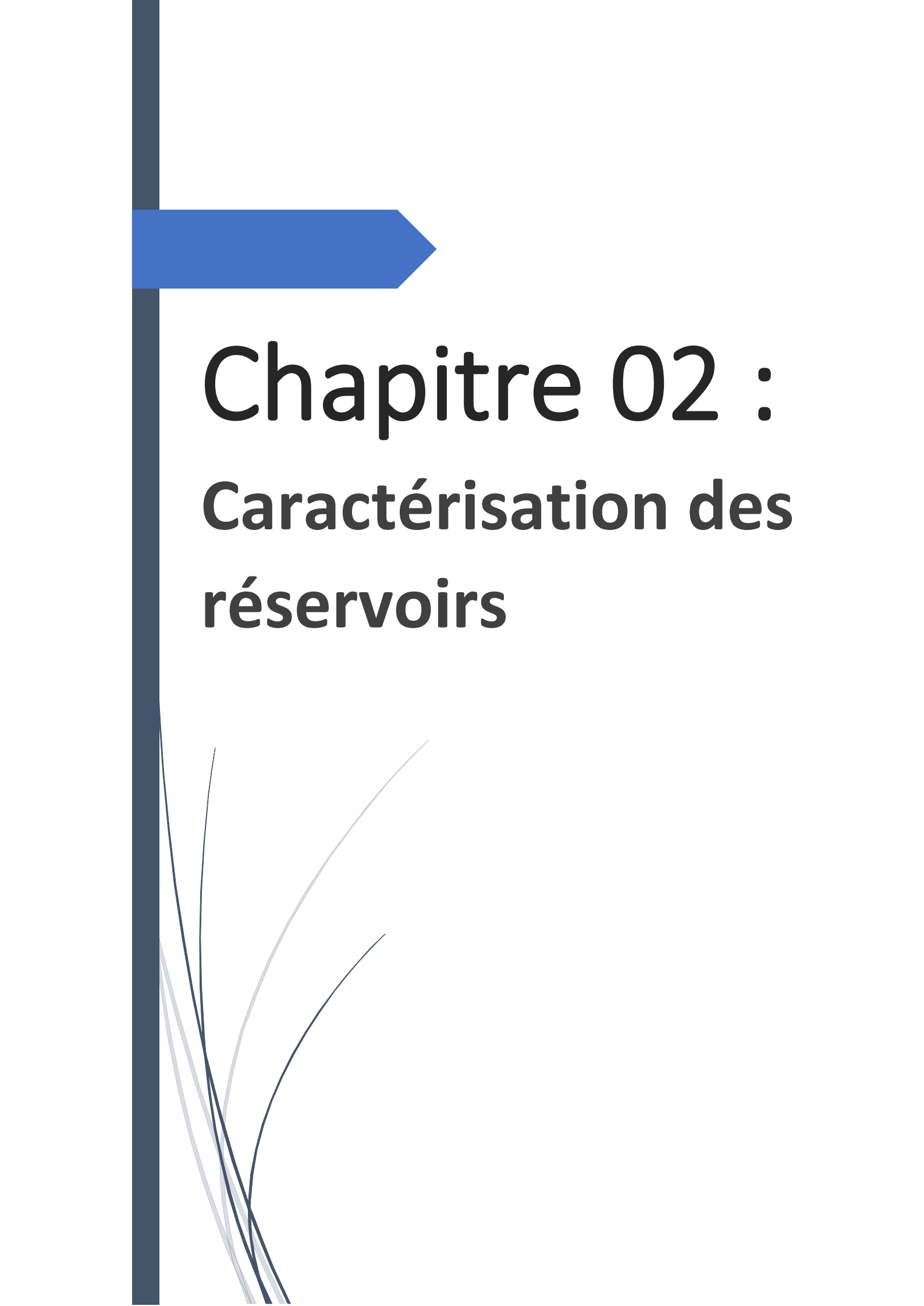
Des études récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien ont généré des hydrocarbures.

II. 5. 2. Roches Couvertures :

Le Namurien, le Viséen C, le Tournaisien, les argiles du Silurien argileux et le Dévonien assurent respectivement le rôle de couverture des réservoirs Carbonifères, Dévonien (F2, F4) et Ordovicien.

II. 5. 3. Types de pièges :

Le piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs Ordovicien n'est pas lié uniquement au contexte structural. Les colonnes de gaz prouvées dans plusieurs puits dépassent les fermetures structurales, il s'agit d'un piégeage mixte (structural et stratigraphique).



Chapitre 02 :

Caractérisation des réservoirs

I. Introduction :

Toute caractérisation d'un réservoir nécessite une étude de la variation des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile...) dans le but de mieux comprendre le comportement du réservoir, pour la détermination de la production optimale des puits, la détermination 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.

II. 1. Interprétation de la Carte en isobathes au toit du réservoir Ordovicien :

La carte en isobathes au toit du réservoir Ordovicien de la région d'étude présente des isocontours entre 2550 m et 2950 m. Ces contours ont été tracés tous les 10 m. Elle montre un approfondissement au nord de la zone étudiée et une remontée maximum vers le Sud-Ouest, près des puits P-5, P-6 et P-7. Comme elle illustre deux axes de structuration principaux orientés NW-SE et NE-SW, qui sont des accidents du socle d'âge Panafricaine, et qui ont joué ultérieurement dans la structuration de la plateforme saharienne.

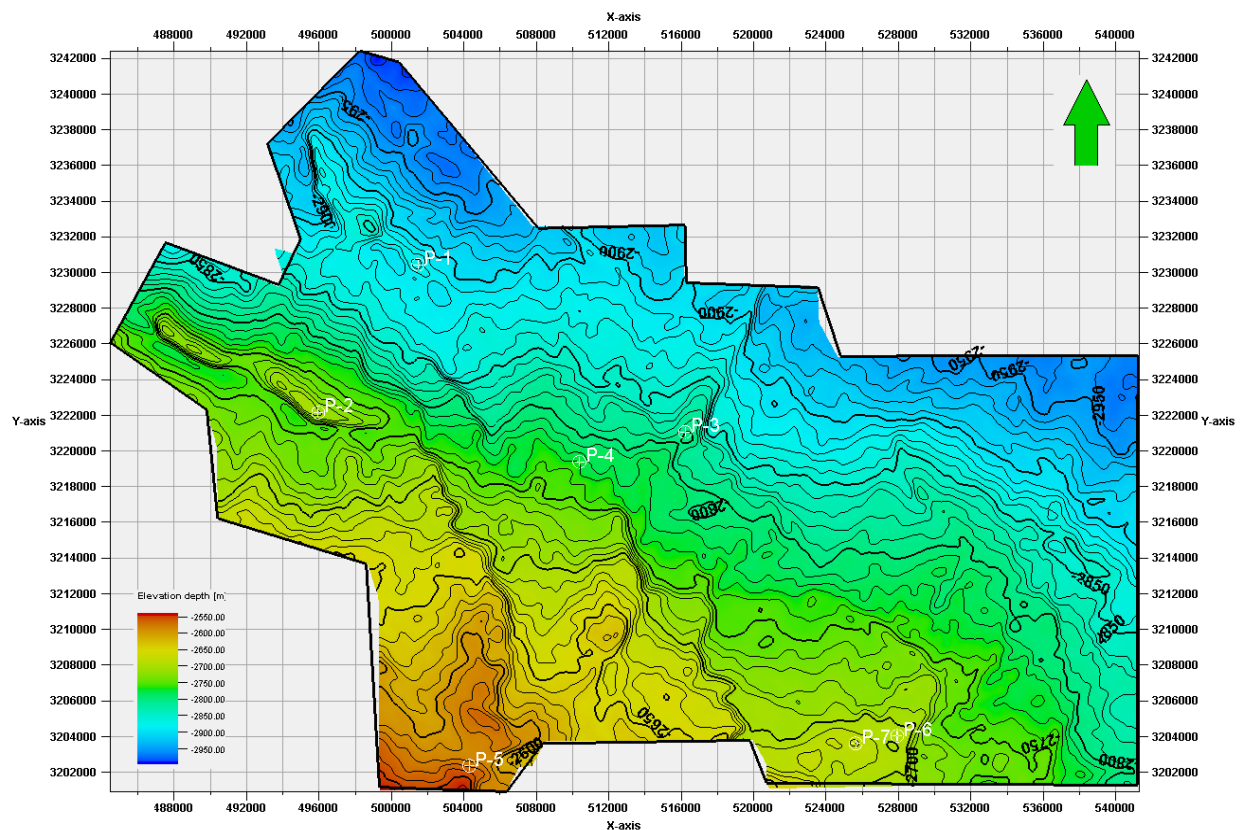
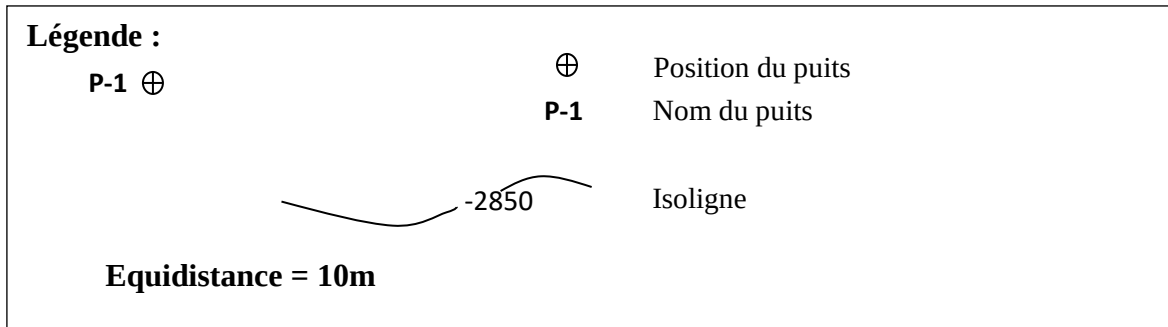


Fig. 10 : Carte en isobathes au toit du réservoir Ordovicien.



II. 2. Interprétation des différentes cartes en iso-valeurs :

II. 2. 1. Interprétation des différentes cartes en iso-épaisseur :

La réalisation des cartes en iso-épaisseur des différentes unités du réservoir Ordovicien a permis de mettre en évidence l'existence de cette formation sur la majeure partie du champ étudié.

II. 2. 1. 1. La carte en iso-épaisseur de l'unité IV-3 :

D'après l'analyse de la carte en iso-épaisseur de l'unité IV-3 (Fig.11), On remarque une évolution d'épaisseur de l'unité IV-3 du Nord-Ouest vers le Sud-Est.

La valeur la plus importante a été enregistrée au niveau du puits P6 avec une épaisseur de 85 mètres.

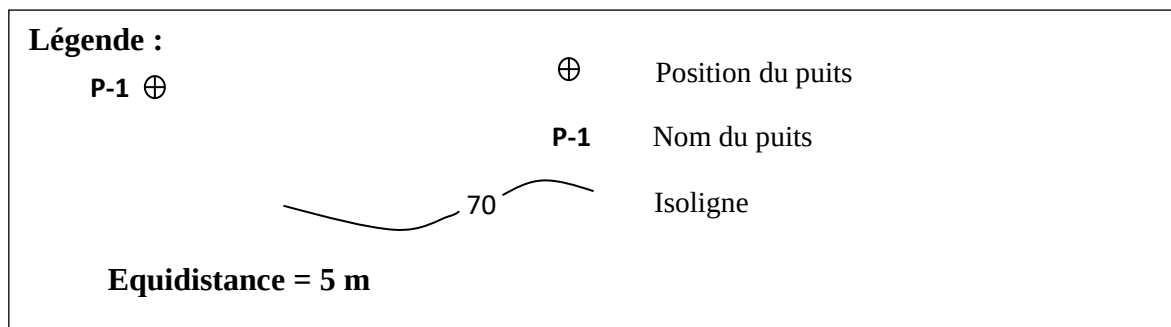
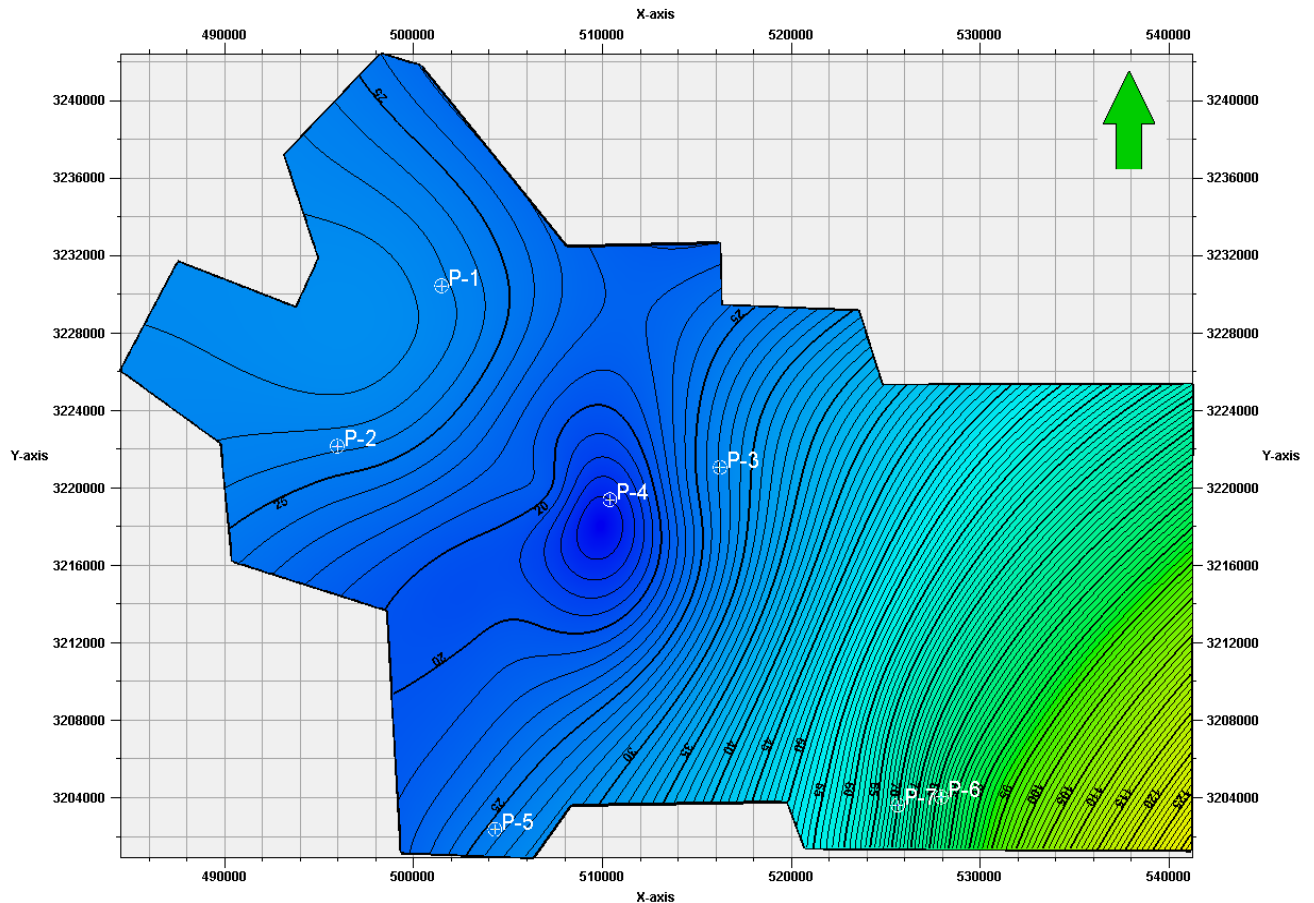


Fig. 11 : Carte en iso-épaisseur de l'unité IV-3.

II. 2. 1. 2. La carte en Iso-épaisseur de l'unité IV-2 :

L'analyse de la carte en iso-épaisseur de l'unité IV-2 nous a permis de distinguer que dans la partie Nord-Ouest de la région d'étude (Fig.12), l'unité IV-2 a d'importantes épaisseurs au voisinage des puits P-2, P-6 et P-7 atteignant au niveau du puits P-3 un maximum de 87 m.

En effet, la carte en iso-épaisseur de l'unité IV-2 montre une culmination de l'épaisseur dans un segment orienté NO-SE, on observe une augmentation de l'épaisseur en allant vers le Nord-Est et le Nord-Ouest de la région d'étude.

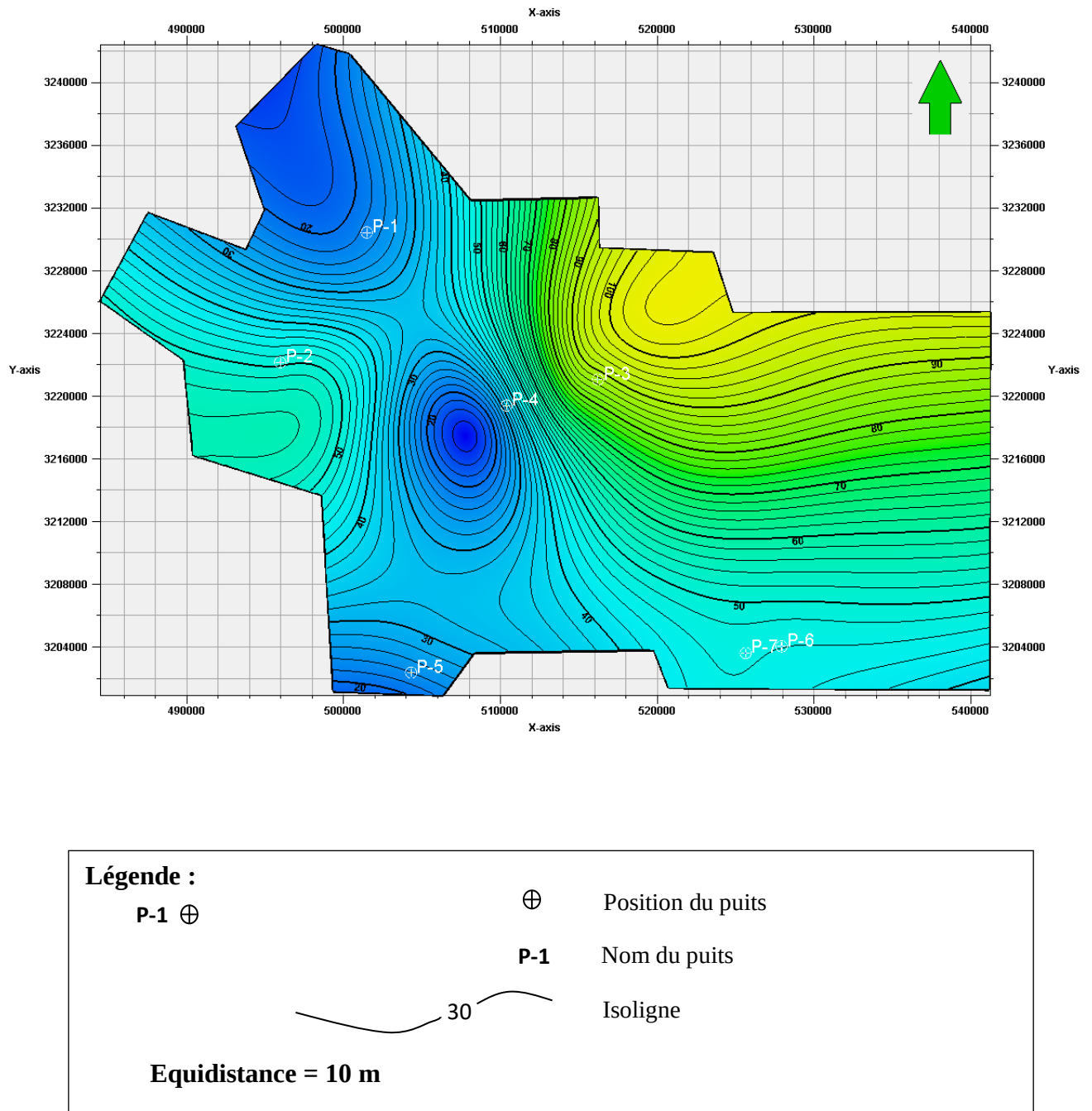


Fig. 12 : Carte en iso-épaisseur de l'unité IV-2.

II. 2. 1. 3. La carte en Iso-épaisseur de l'unité IV-1 :

On note que l'épaisseur de l'unité IV-1 diminue en allant vers le sud-est et le nord-ouest de la région d'étude (Fig.13). On observe une épaisseur importante dans un segment de direction NO-SE, cette unité atteint les 60 m d'épaisseur.

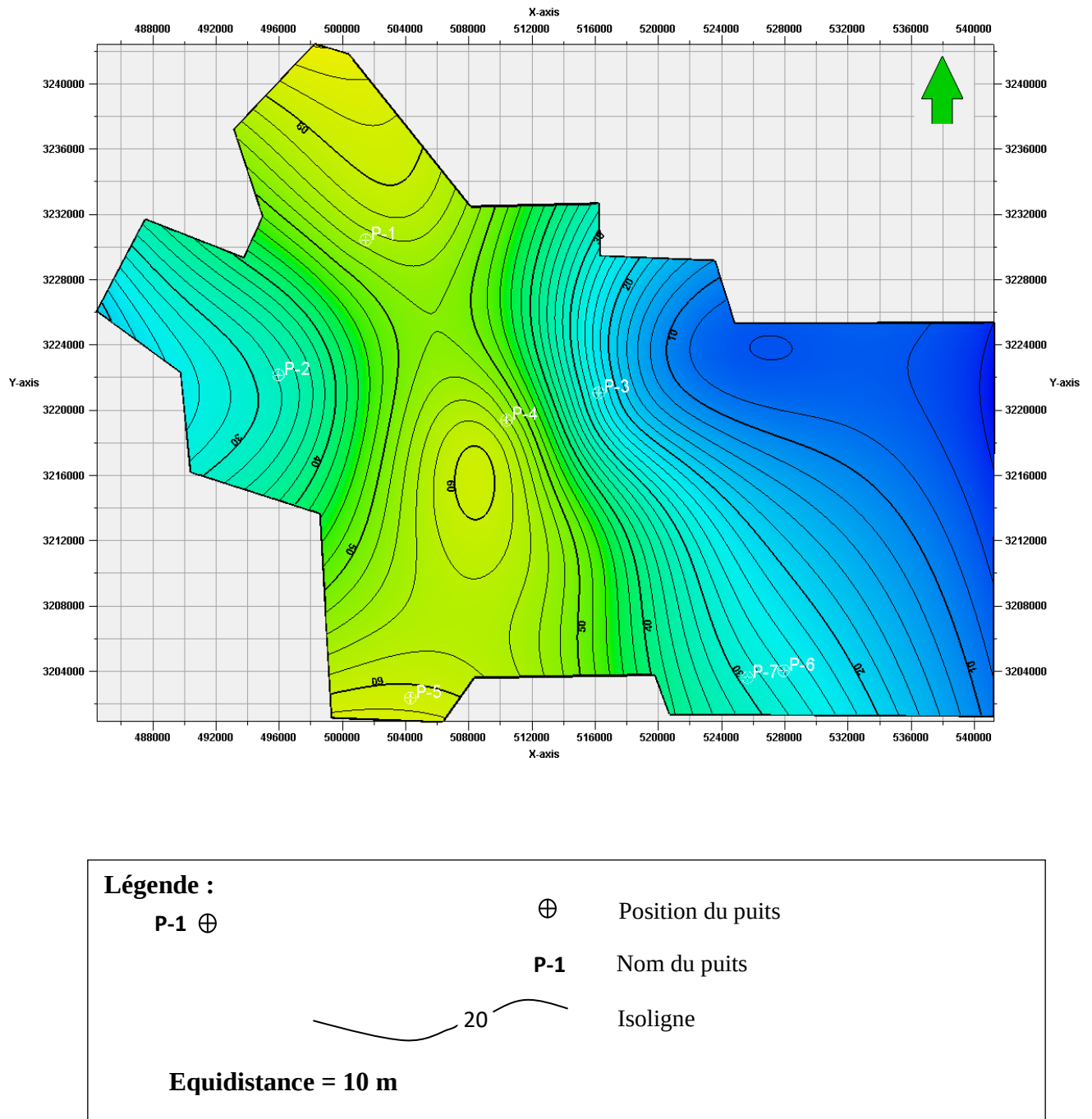
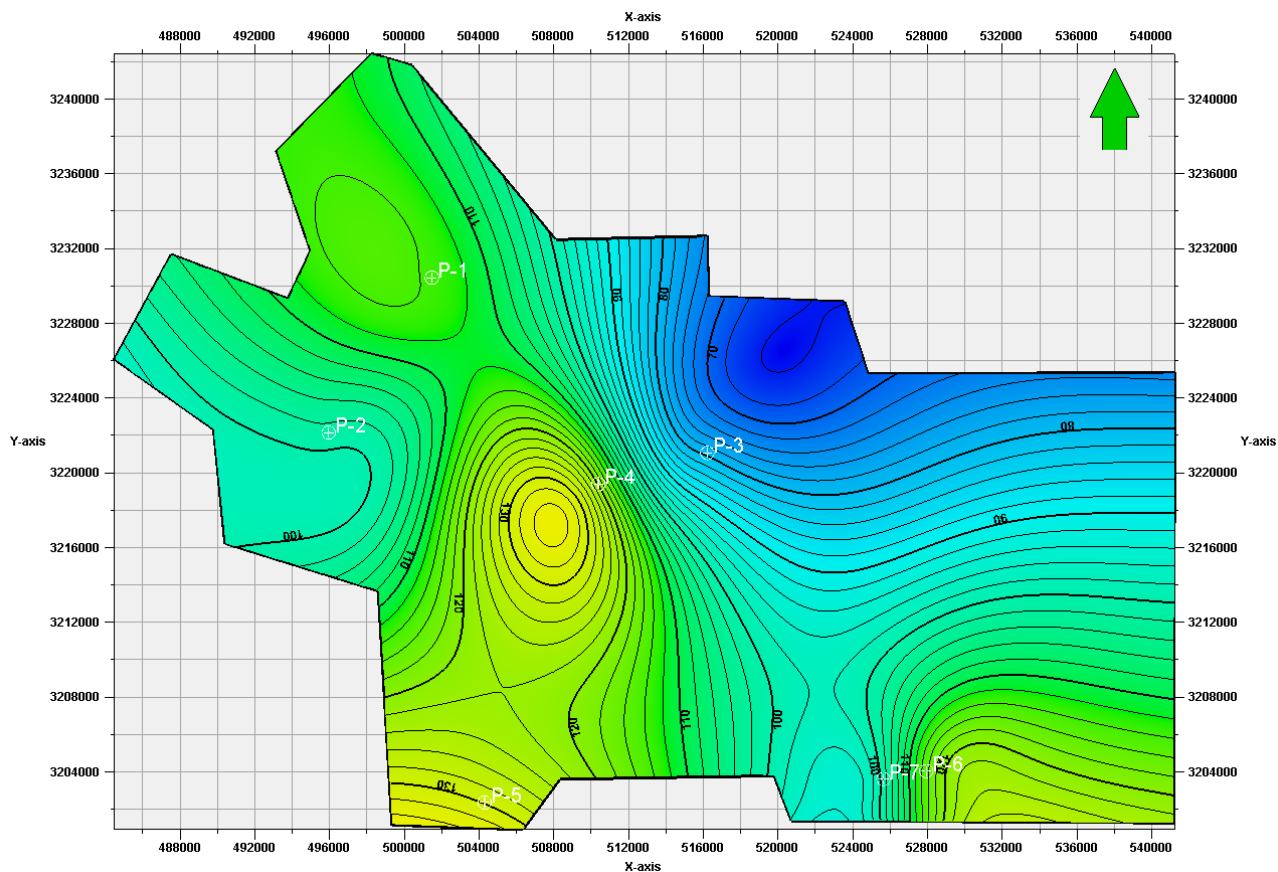


Fig. 13 : Carte en iso-épaisseur de l'unité IV-1.

II. 2. 1. 4. La carte en Iso-épaisseur de l'unité III-3 :

La carte en iso-épaisseur de l'unité III-3 montre que cette unité est plus profonde du côté Ouest (Fig.14), la plus grande épaisseur se trouve au niveau du puits P-4 atteignant les 120 m, elle s'amincit au centre jusqu'à atteindre les 80 m au niveau du puits P-3, elle augmente à nouveau au SE pour atteindre au niveau du puits P6 une épaisseur de 130 m.



Légende :

P-1 ⊕



Position du puits

P-1

Nom du puits



Isoligne

Equidistance = 10 m

Fig. 14 : Carte en iso-épaisseur de l'unité III-3.

II. 2. 1. 5. Corrélation diagraphique et extension du réservoir Ordovicien :

Pour bien montrer l'extension du réservoir Ordovicien, nous avons réalisé plusieurs corrélations en balayant toute la région d'étude du Nord- Ouest au Sud-Est et du Nord-Est au Sud-Ouest :

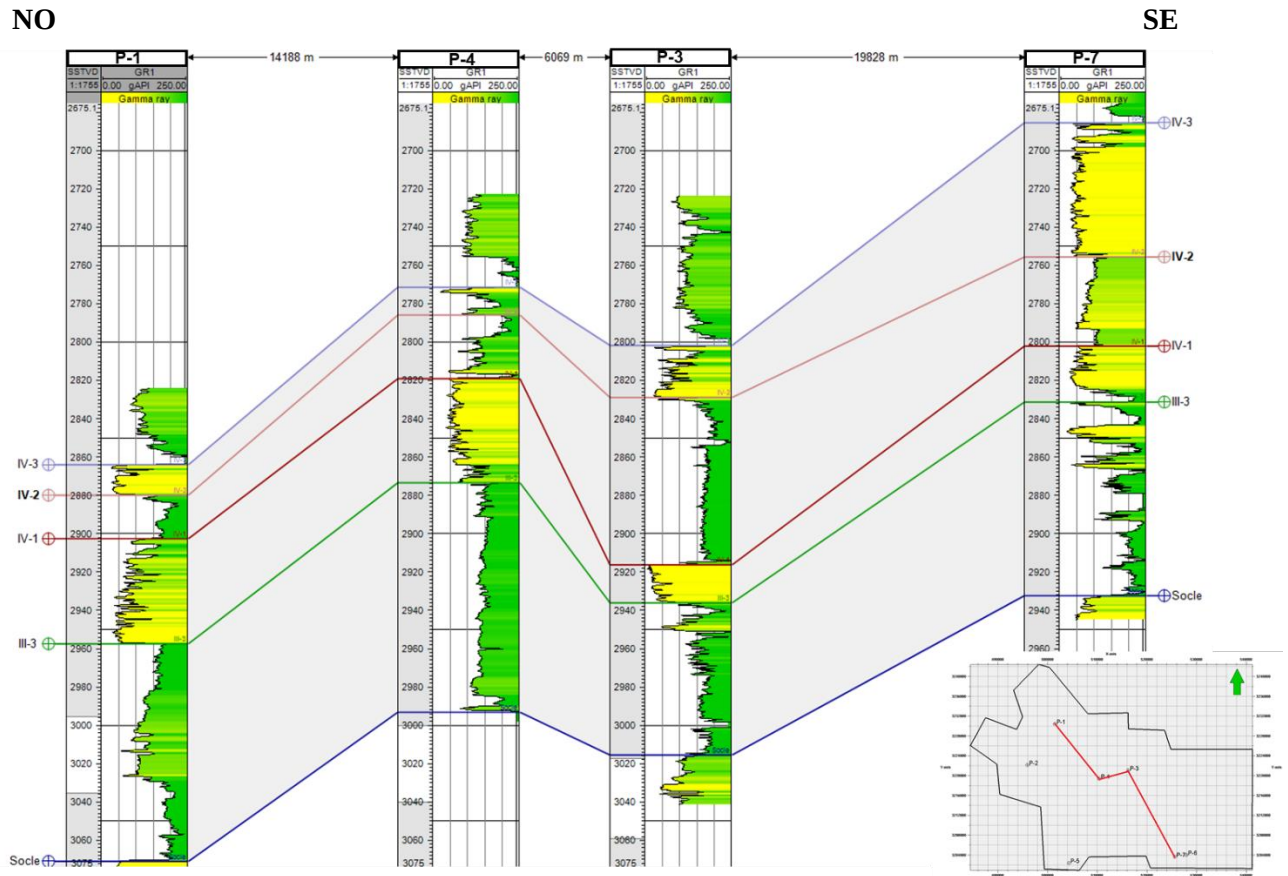


Fig. 15 : Corrélation diagraphique réalisée à travers les puits P-1, P-4, P-3 et P-7, montrant le découpage de l'Ordovicien (Unité IV + Unité III)

Passant par les puits : P-1, P-4, P-3 et P-7, ce premier profil montre l'existence du niveau argilo-gréseux des unités du réservoir Ordovicien (unité III et unité IV) du Nord-Ouest vers le Sud-Est, avec une augmentation d'épaisseur de l'unité IV-3 en allant vers le Sud-Est de la structure (Fig.15).

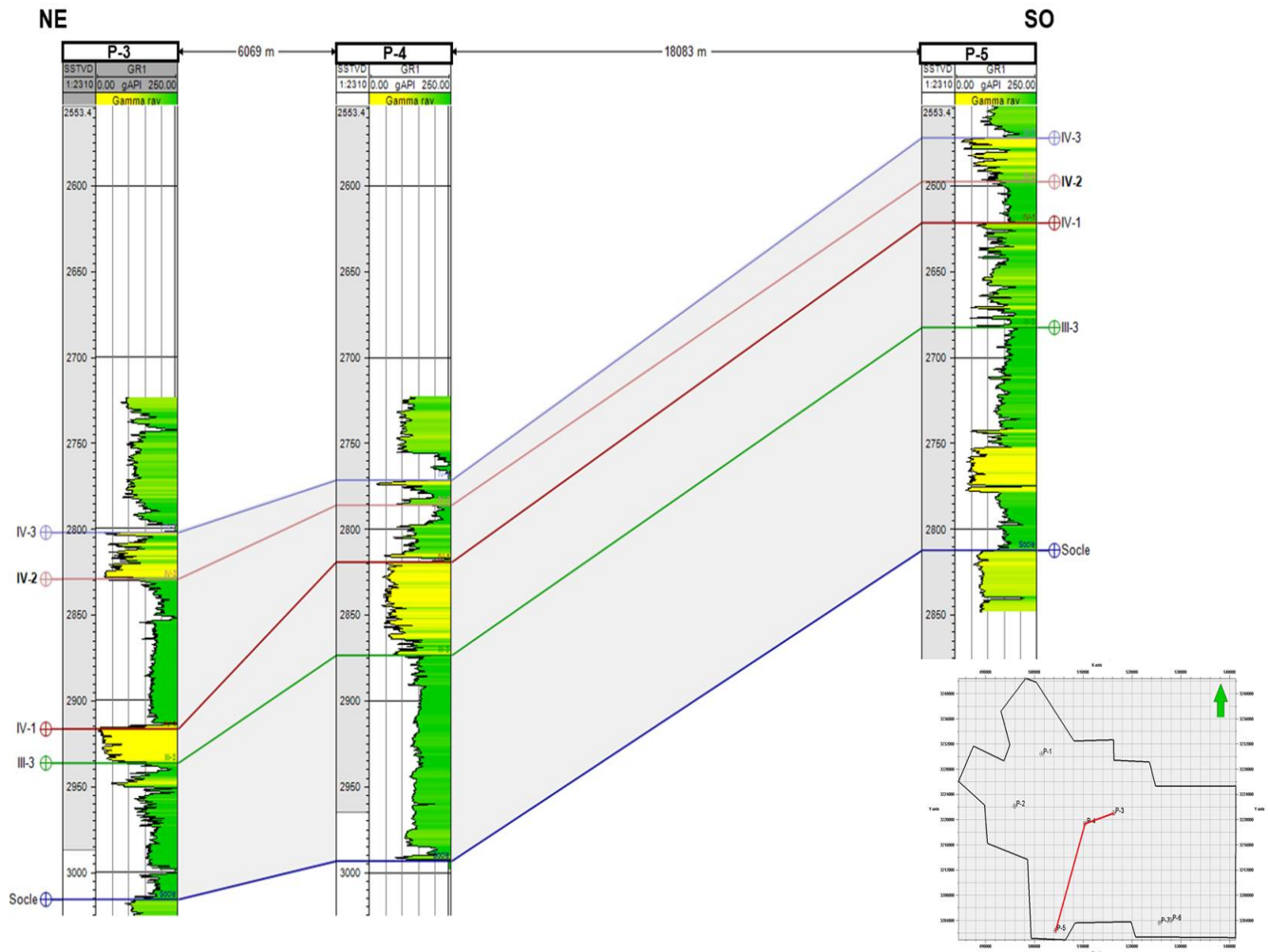


Fig. 16 : Corrélation diagramme réalisée à travers les puits P-3, P-4 et P-5, montrant le découpage de l'ordovicien (Unité IV +Unité III)

Incluant les puits : P-3, P-4 et P-5, ce deuxième profil montre la présence du niveau argilo-gréseux des unités du réservoir Ordovicien (unité III et unité IV), il s'étale du Nord-Est jusqu'au Sud-Ouest (Fig.16), montrant ainsi le rôle important de la tectonique sur la variation spatiale des épaisseurs au cours des dépôts des différents faciès des unités de l'Ordovicien.

II. 2. 2. Interprétation des différentes cartes en Isoporosité :

II. 2. 2. 1. La carte en Isoporosité de l'unité IV-3 :

D'après l'analyse de cette carte on remarque que dans la partie SE-NO de la zone d'étude les valeurs de porosité augmentent en s'améliorant au voisinage des puits P-1 avec une porosité maximale de 5% (Fig.17), tandis que dans la partie Sud de la carte on enregistre de faibles valeurs de porosité, atteignant les 3,5% au niveau du puits P- 6.

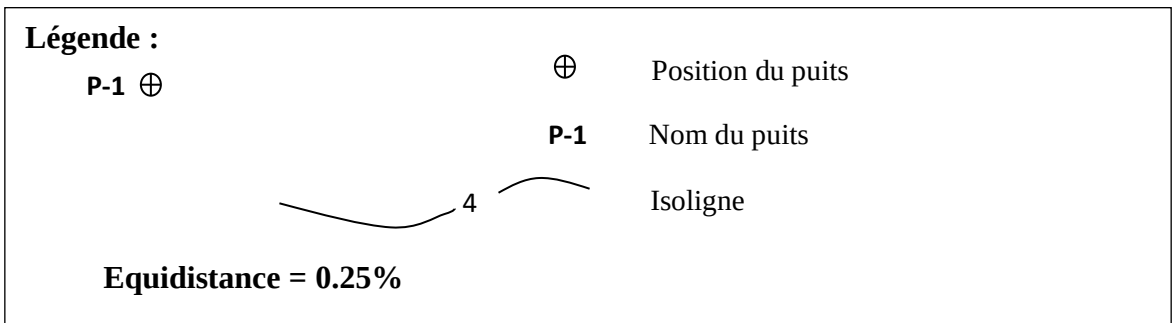
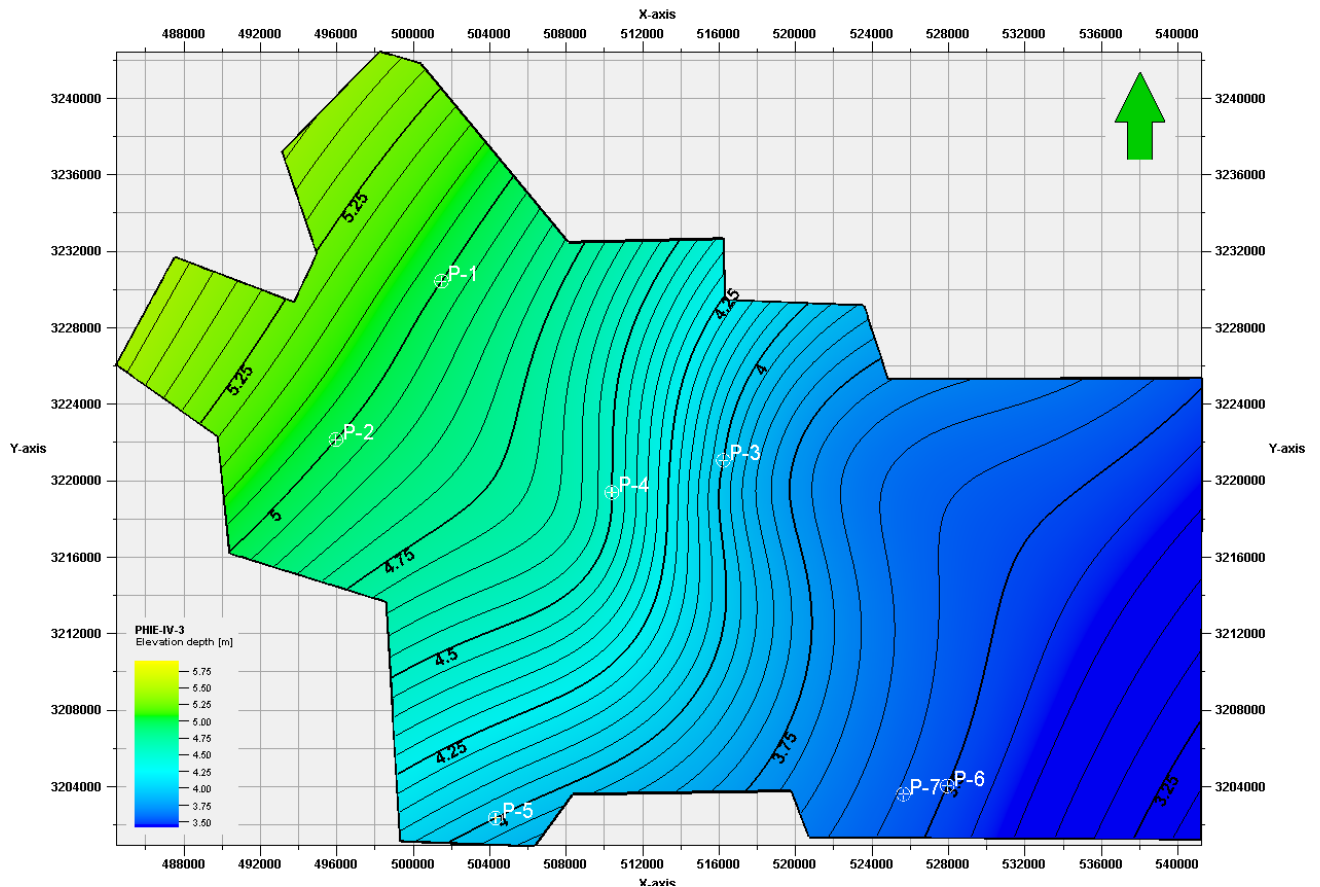


Fig. 17 : Carte en isoporosité de l'unité IV-3.

II. 2. 2. 2. La carte en Isoporosité de l'unité IV-2 :

D'après l'analyse de cette carte on remarque que de la distribution de la porosité est concentrique du centre vers le Sud ,l'Ouest et l'Est (Fig.18) , avec une porosité maximale de 5,8% au niveau du puits P-3 , et une porosité nulle 0% au niveaux des puits P-1,P-6 et P-7.

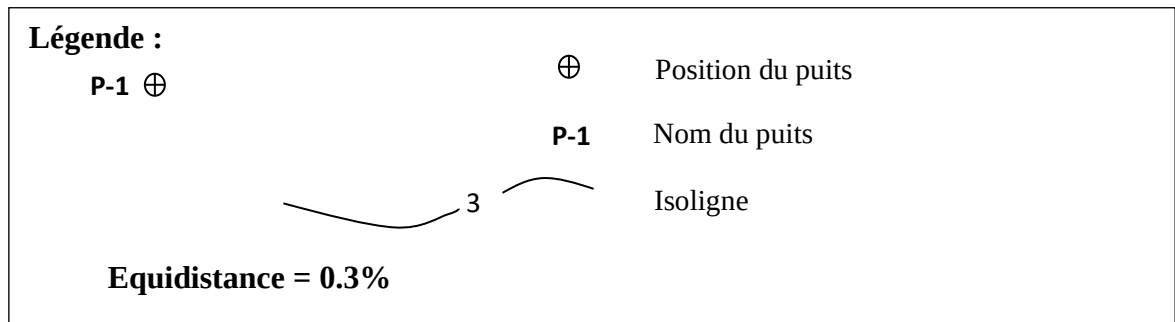
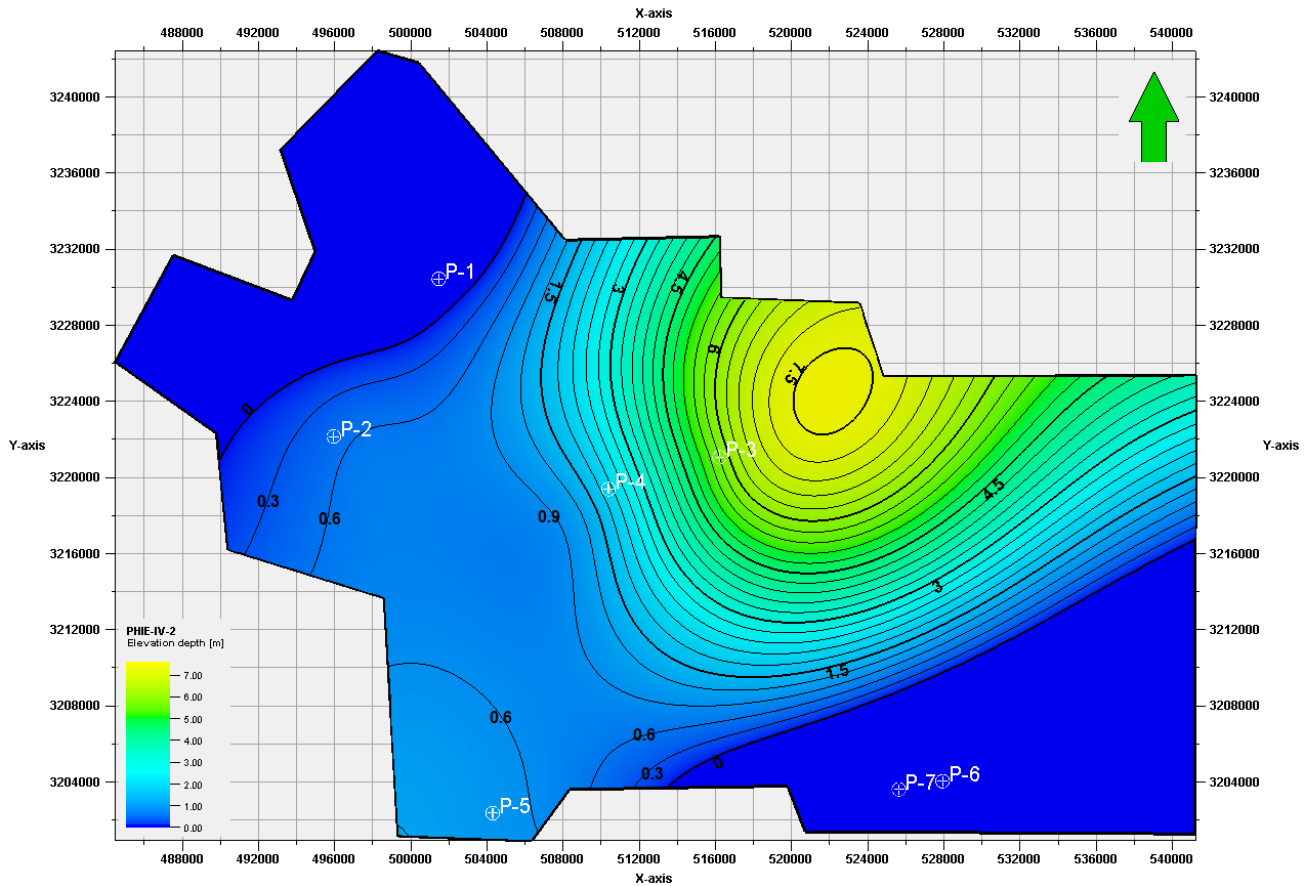


Fig. 18 : Carte en isoporosité de l'unité IV-2.

II. 2. 2. 3. La carte en Isoporosité de l'unité IV-1 :

La carte suivante montre que la partie centrale de la zone d'étude a des valeurs de porosité les plus élevées au voisinage du puits P-4 avec une porosité maximale de 3,5% (Fig.19), tandis que dans les deux parties, le quart de la superficie se trouvant dans la partie Nord-Est a des valeurs très faibles et le quart de la superficie se trouvant dans la partie SO de la carte enregistre de valeurs de porosité moyennes au niveau du puits P-2 avec une valeur de 2,5%.

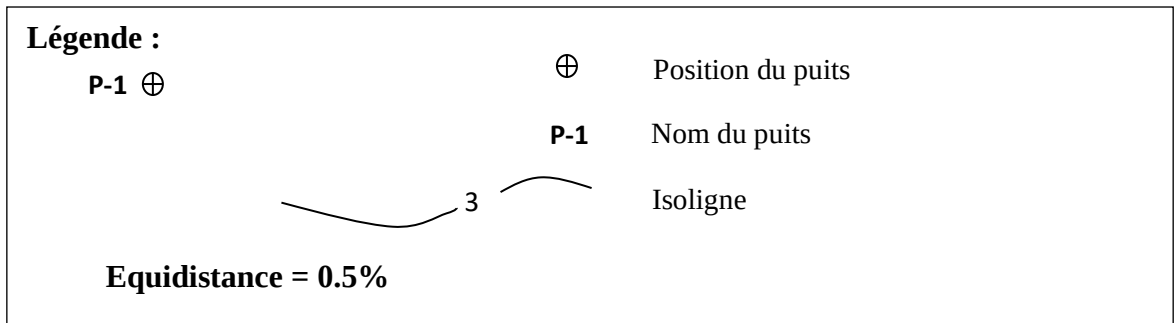
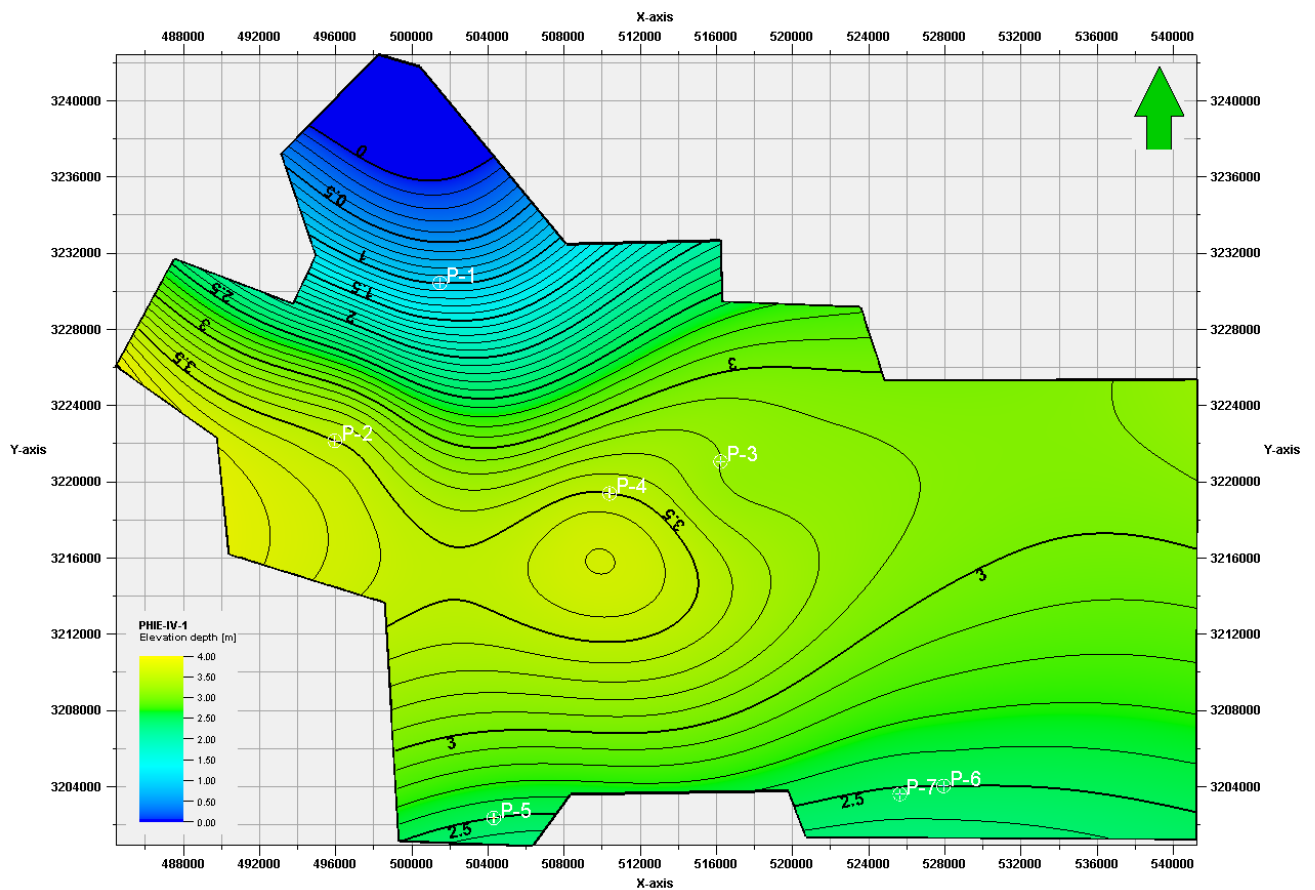
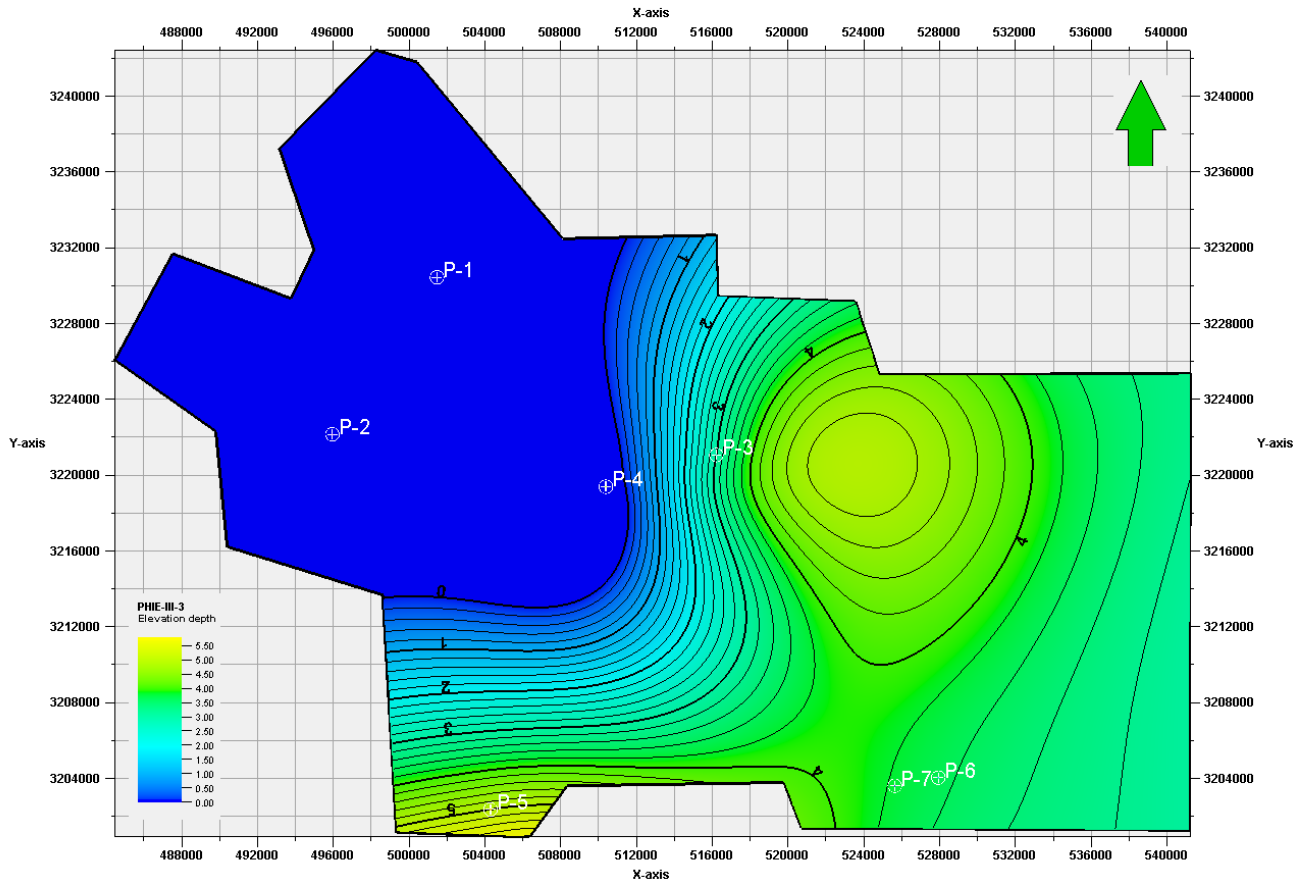


Fig. 19 : Carte en isoporosité de l'unité IV-1.

II. 2. 2. 4. La carte en Isoporosité de l'unité III-3 :

L'analyse de cette carte montre que les valeurs du paramètre pétrophysiques porosité évoluent vers le centre de la carte (Fig.20) . La valeur la plus importante est enregistrée au niveau du puits P-6 qui est égale à 4% et la valeur la plus faible est enregistrée par les puits P-4, P-2 et P-1, elle atteint le 0%.



Légende :

P-1 ⊕

⊕

Position du puits

P-1

Nom du puits

4

Isoligne

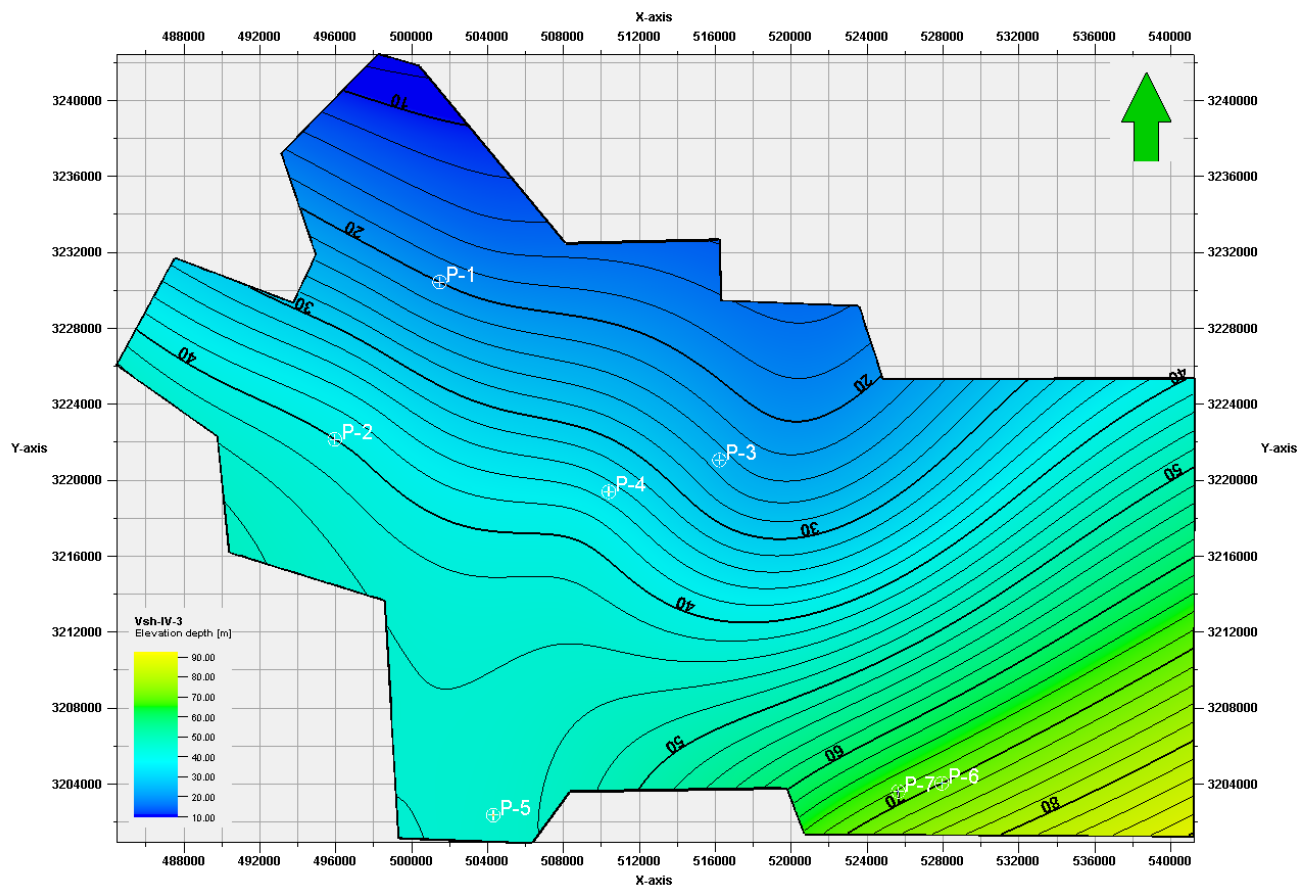
Equidistance = 1%

Fig. 20 : Carte en isoporosité de l'unité III-3.

II. 2. 3. Interprétation des différentes cartes en iso-volume d'argile :

II. 2. 3. 1. La carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-3 :

D'après l'analyse de la carte en iso-volume d'argile (Fig.21) , on note que les valeurs du volume d'argile augmentent du Sud-Est vers le Nord-Ouest, le puits P-6 au sud montre un volume de 80% par contre le puits P-1 situé au Nord-Ouest montre une valeur faible de 20%.



Légende :

P-1 ⊕



Position du puits

P-1

Nom du puits



Isoligne

Equidistance = 10%

Fig. 21 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-3.

II. 2. 3. 2. La carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-2 :

D'après la carte en iso volume d'argile on remarque que le taux d'argile est élevé en allant du centre vers le Nord-Ouest et le Sud-Est (Fig.22), où la valeur minimale a atteint les 60 % au niveau du puits P-3, par contre vers le Sud ce taux atteint sa valeur maximale qui est de 95% au niveau du puits P-6.

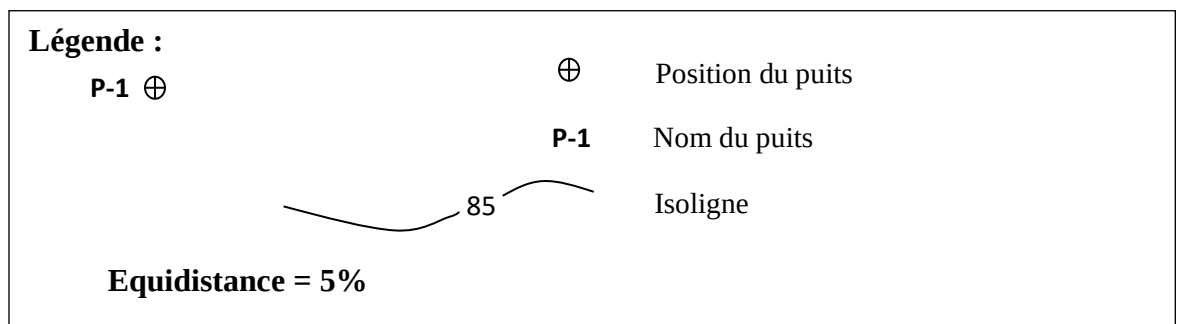
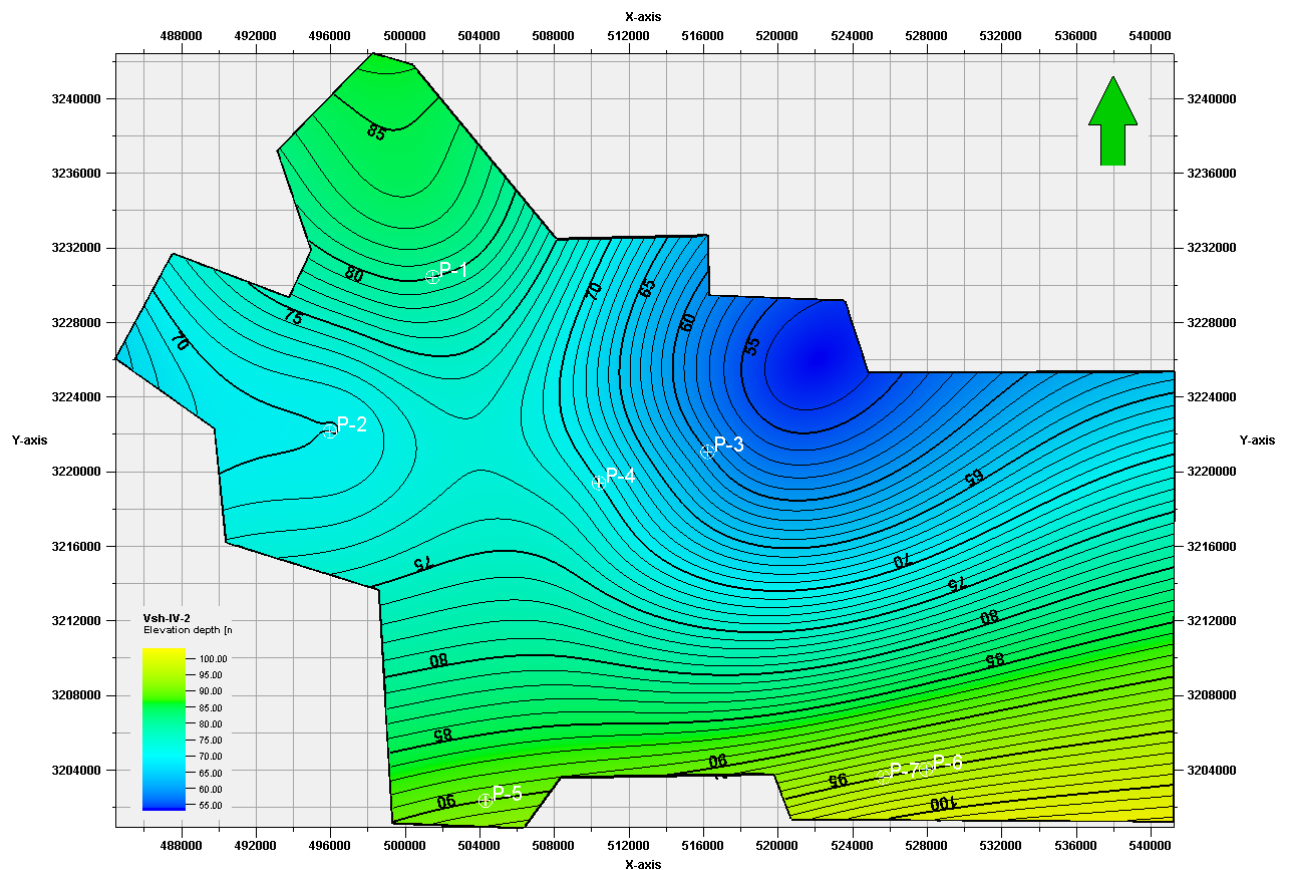


Fig. 22 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-2.

II. 2. 3. 3. La carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-1 :

D'après la carte en iso volume d'argile on remarque que le taux d'argile est élevé en allant du Nord-Est vers le Nord-Ouest et vers le Sud (Fig. 23), où la valeur minimale est atteinte 10% au niveau du puits P-3, par contre vers le sud elle augmente pour atteindre sa valeur maximale qui est de 60% au niveau du puits P-5.

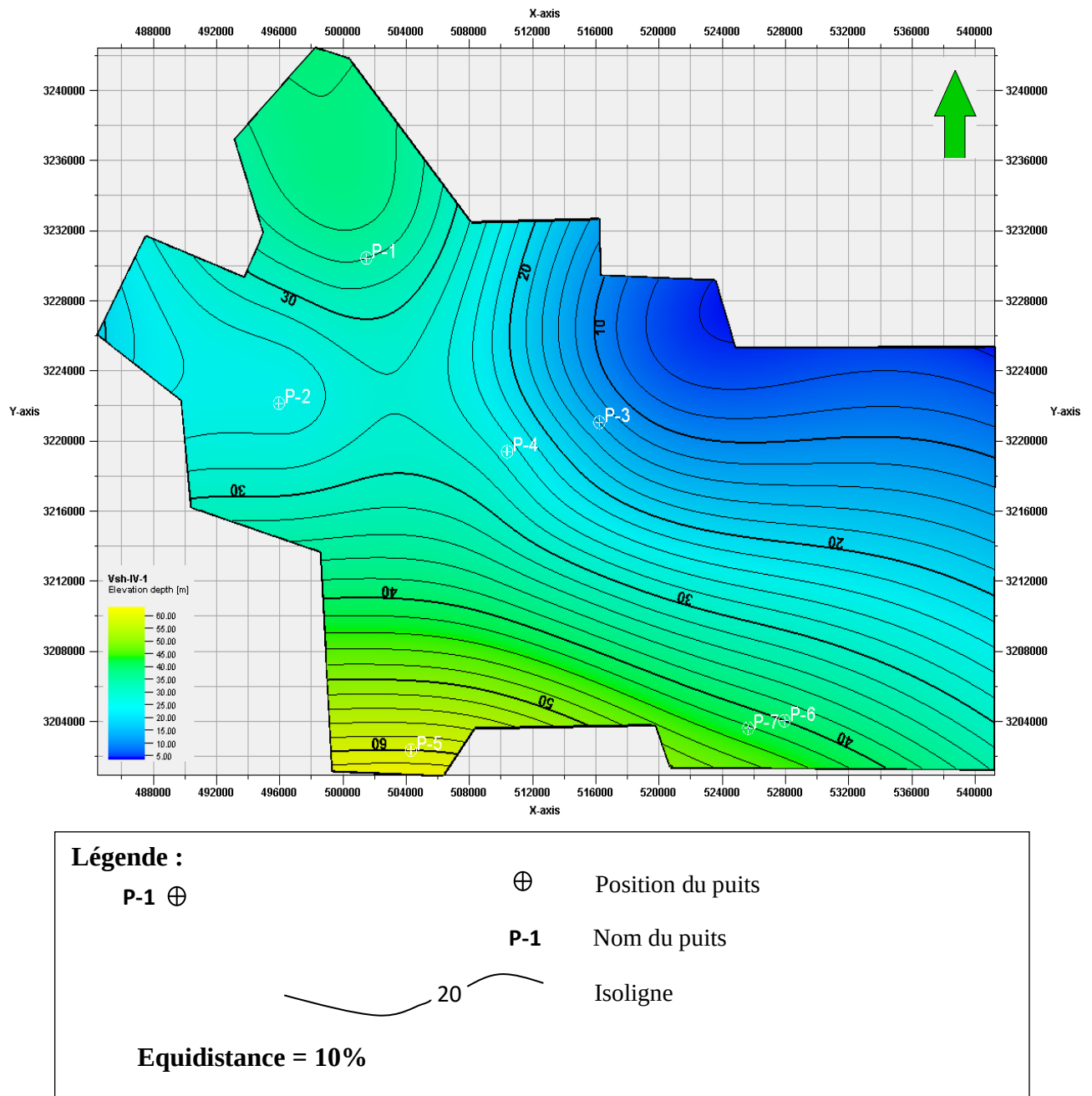
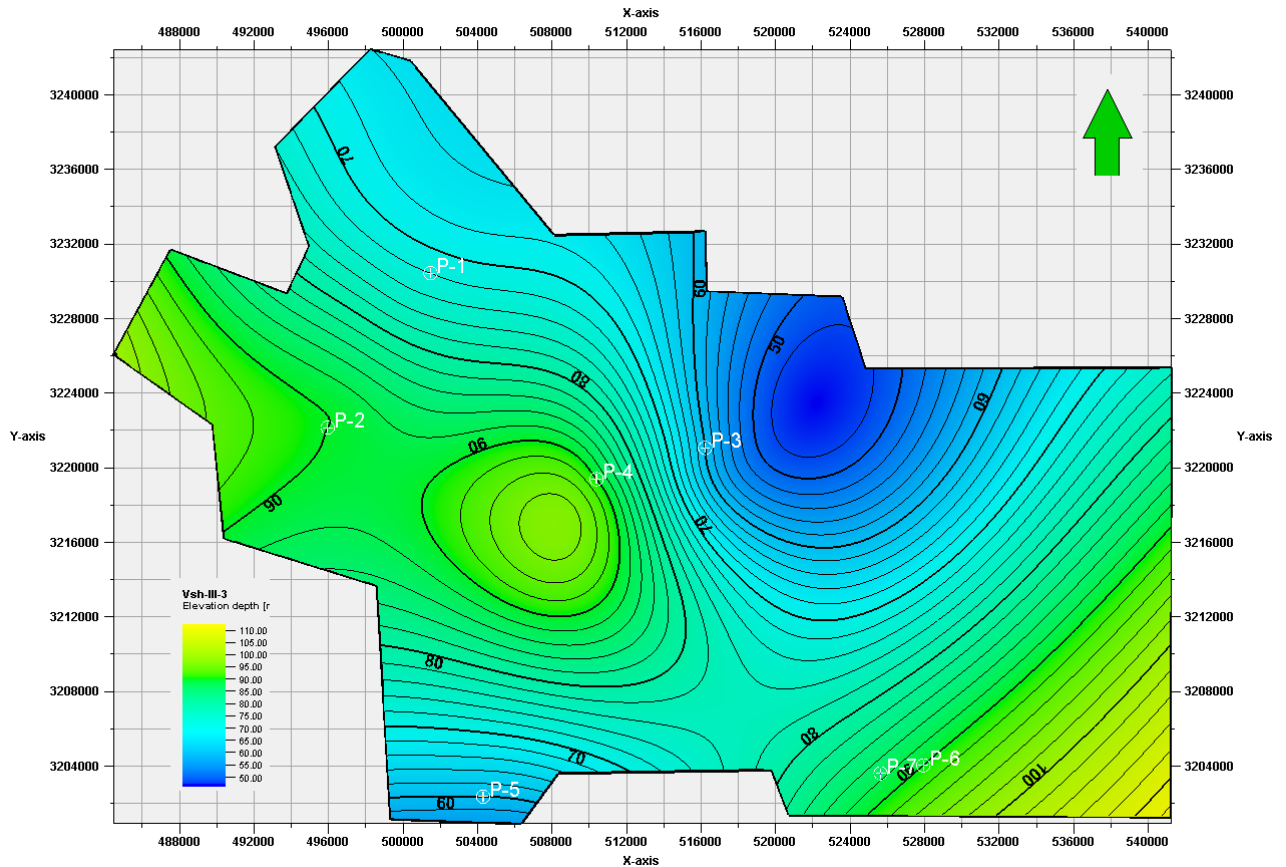


Fig. 23 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-1.

II. 2. 3. 4. La carte en iso-volume d'argile de l'unité III-3 :

D'après la carte en iso volume d'argile on remarque que le taux d'argile est élevé en allant du Nord-Est vers le Nord-Ouest et vers le Sud-Est (Fig. 24), où la valeur minimale est atteinte 60 % au niveau de puits P-3, par contre au niveau des puits P-2 , P-6 et P7, elle augmente jusqu'à atteindre les 90%.



Légende :

P-1 ⊕



Position du puits

P-1

Nom du puits



Isoligne

Equidistance = 10%

Fig. 24 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité III-3.

II. 2. 4. Interprétation des différentes cartes en iso-volume de matrice :

II. 2. 4. 1. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité IV-3 :

D'après l'analyse de la carte en iso-volume de matrice dans cette unité (Fig. 25), on note que le volume de la matrice augmente en allant du Sud-Est vers le Nord-Ouest, où les faibles valeurs sont enregistrées au niveau du puits P-6 et P-7 avec une valeur de la matrice qui varie autour de 30%, le volume augmente au niveau du puits P-1 pour atteindre les 80%.

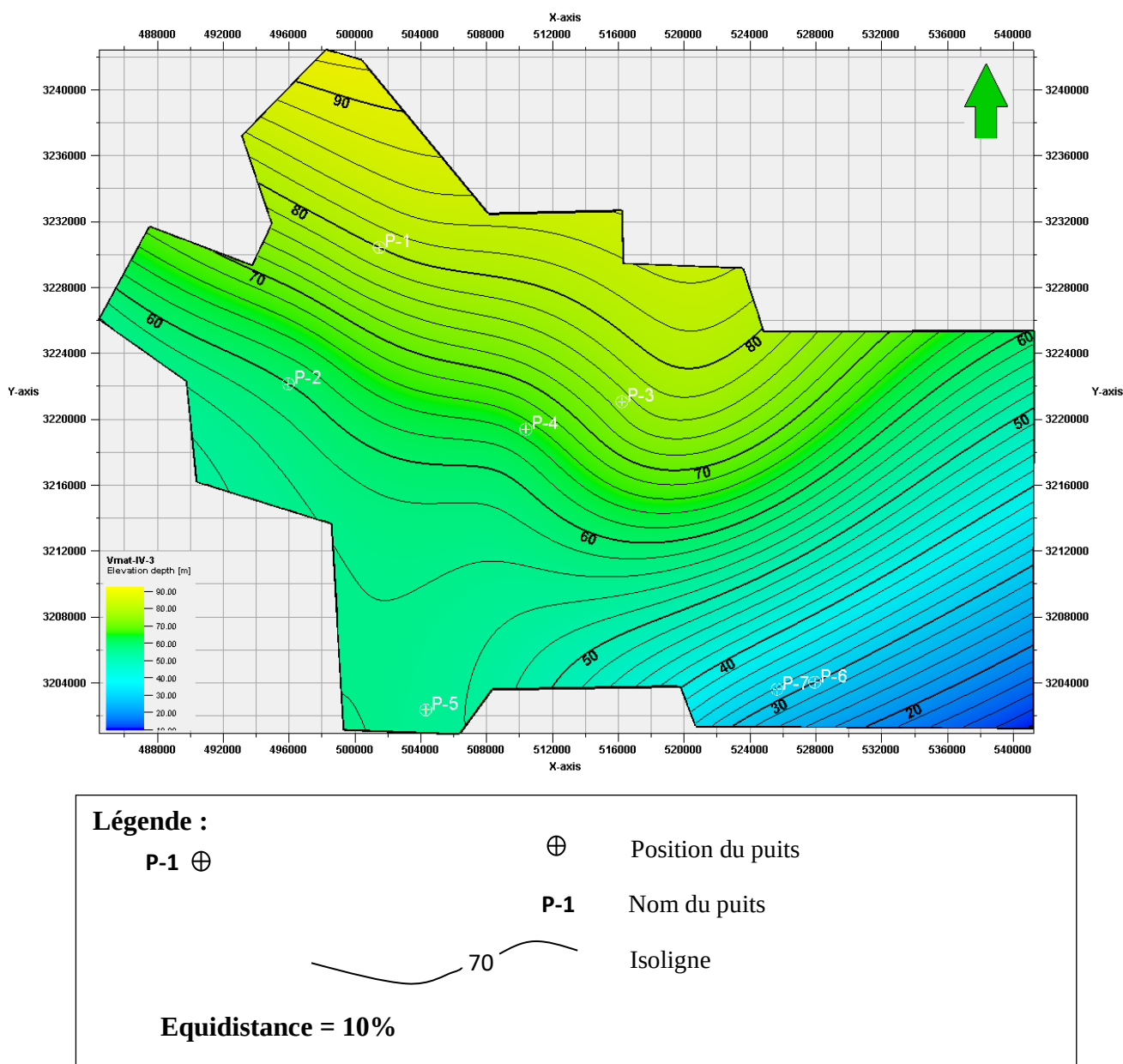
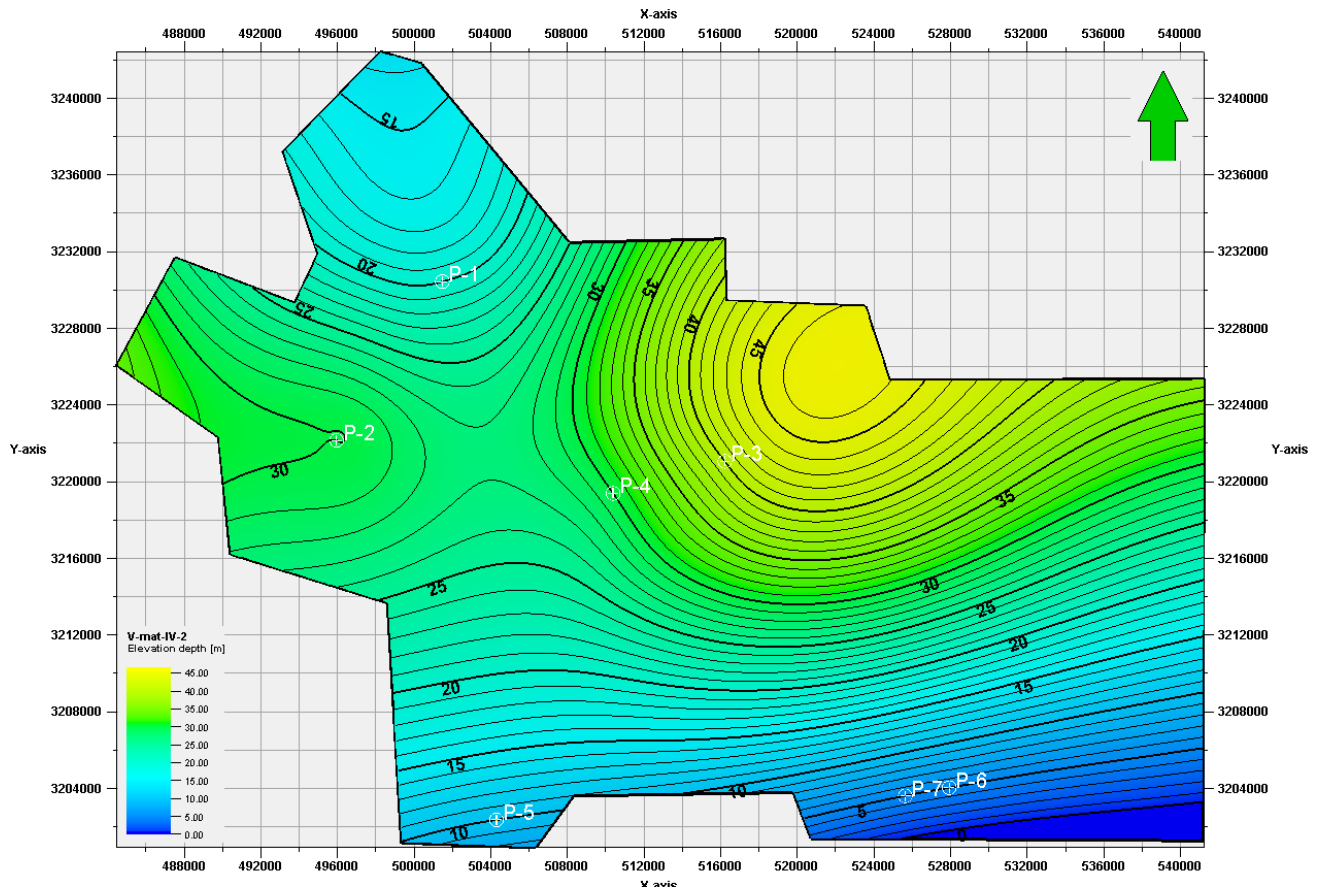


Fig. 25 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité IV-3.

II. 2. 4. 2. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité IV-2 :

D'après l'analyse de la carte en iso-volume de la matrice (Fig. 26), on note que les plus grands volumes de la matrice sont enregistrés au Nord-Est, où le volume atteint les 40% au niveau du puits P-3, le volume de la matrice diminue vers le sud où on note une variation dans les limites de 5 à 10 % au niveau des trois puits P-5, P-6 et P7 .



Légende :

P-1 ⊕



Position du puits

P-1

Nom du puits



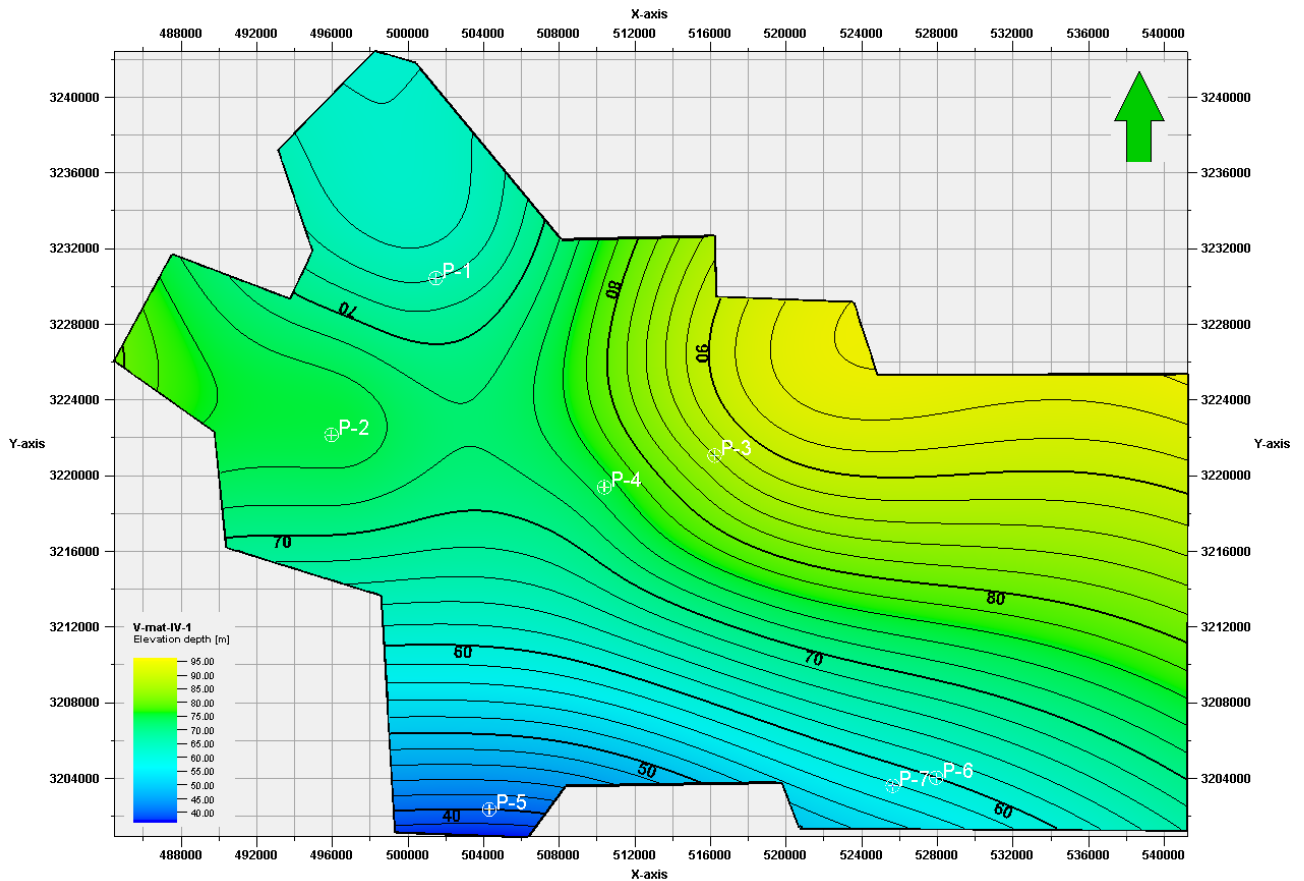
Isoligne

Equidistance = 5%

Fig. 26 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité IV-2.

II. 2. 4. 3. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité IV-1 :

D'après l'analyse de la carte en iso-volume de la matrice (Fig. 27), on note que le volume de la matrice augmente en allant du Sud-Ouest vers le Nord-Est, au Sud le volume de la matrice varie autour d'une moyenne de 50 % au niveau des puits P-5 ,P-6 et P-7 , tandis que au Nord-Est au niveau du puits P-3 il atteint à 85 %.



Légende :

P-1 ⊕



Position du puits

P-1

Nom du puits



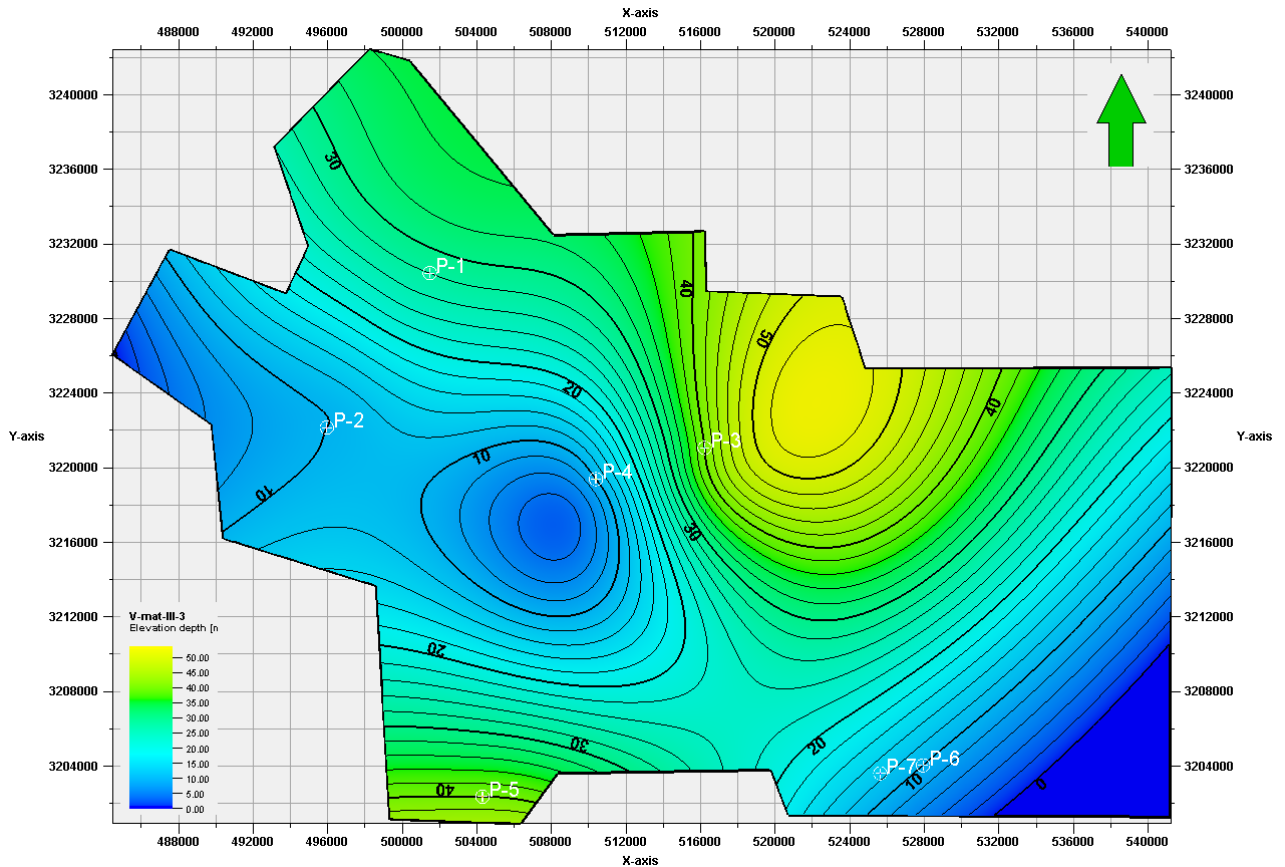
Isoligne

Equidistance = 10%

Fig. 27 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité IV-1.

II. 2. 4. 4. La carte en iso-volume de la matrice de l'unité III-3 :

D'après l'analyse de la carte en iso-volume de la matrice (Fig. 28), on note que le volume de la matrice augmente vers les extrémités Nord-Est et Sud-Ouest où on remarque que le volume atteint les 40 % au niveau des puits P-3 et P-4 , par contre vers le centre le volume diminue.



Légende :

P-1 ⊕

⊕

Position du puits

P-1

Nom du puits

60

Isoligne

Equidistance = 10%

Fig. 28 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité III-3.

II. 2. 5. Interprétation des différentes cartes en iso-saturation en eau :

II. 2. 5. 1. La carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-3 :

D'après l'analyse de la carte en iso-saturation en eau (Fig. 29) , on note que la saturation en eau augmente en allant du Nord vers le Sud avec une variation autour des 70 % au niveau du puits P-5, P-6 et P-7, la faible saturation est enregistrée au niveau des puits P-1 et P-2 avec une valeur de 20%.

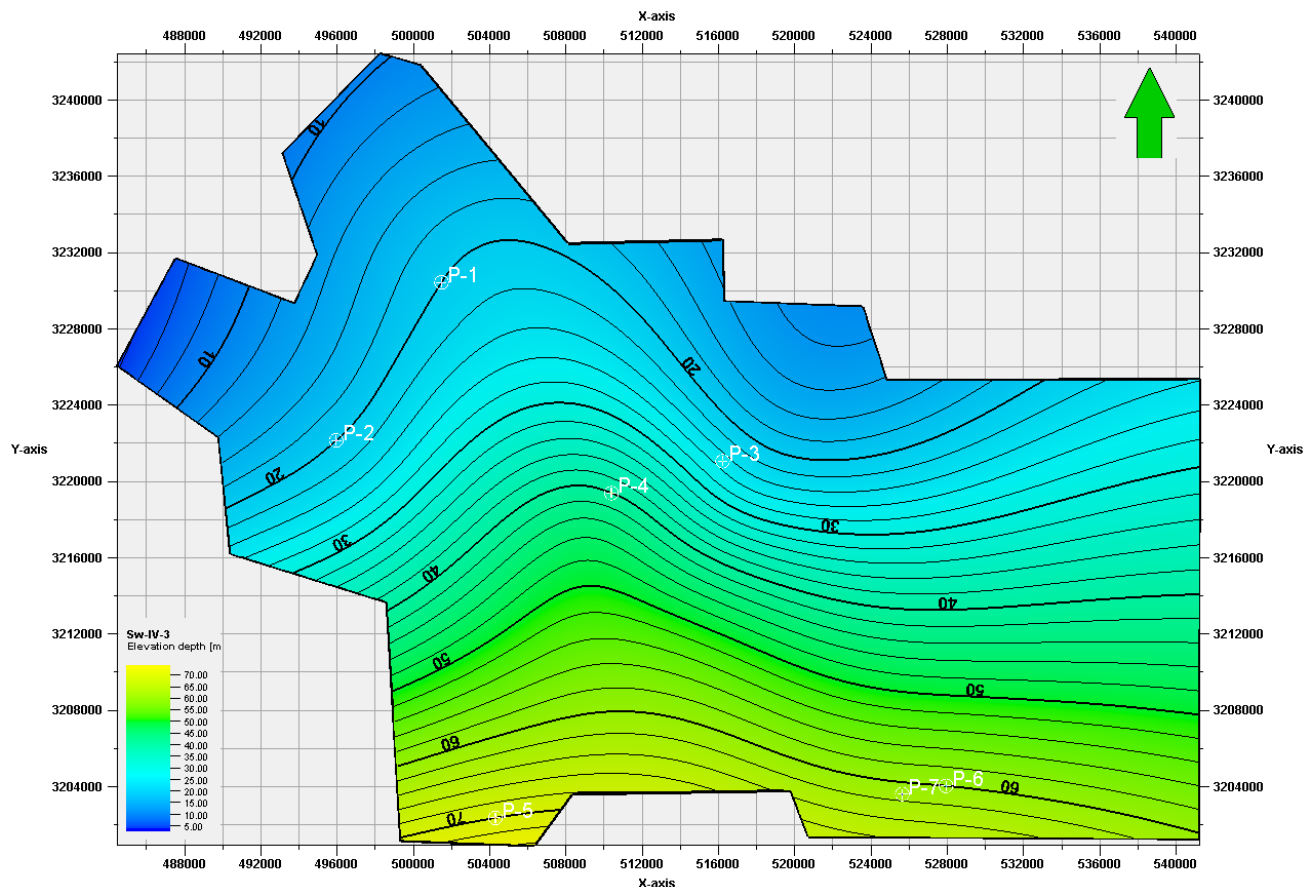
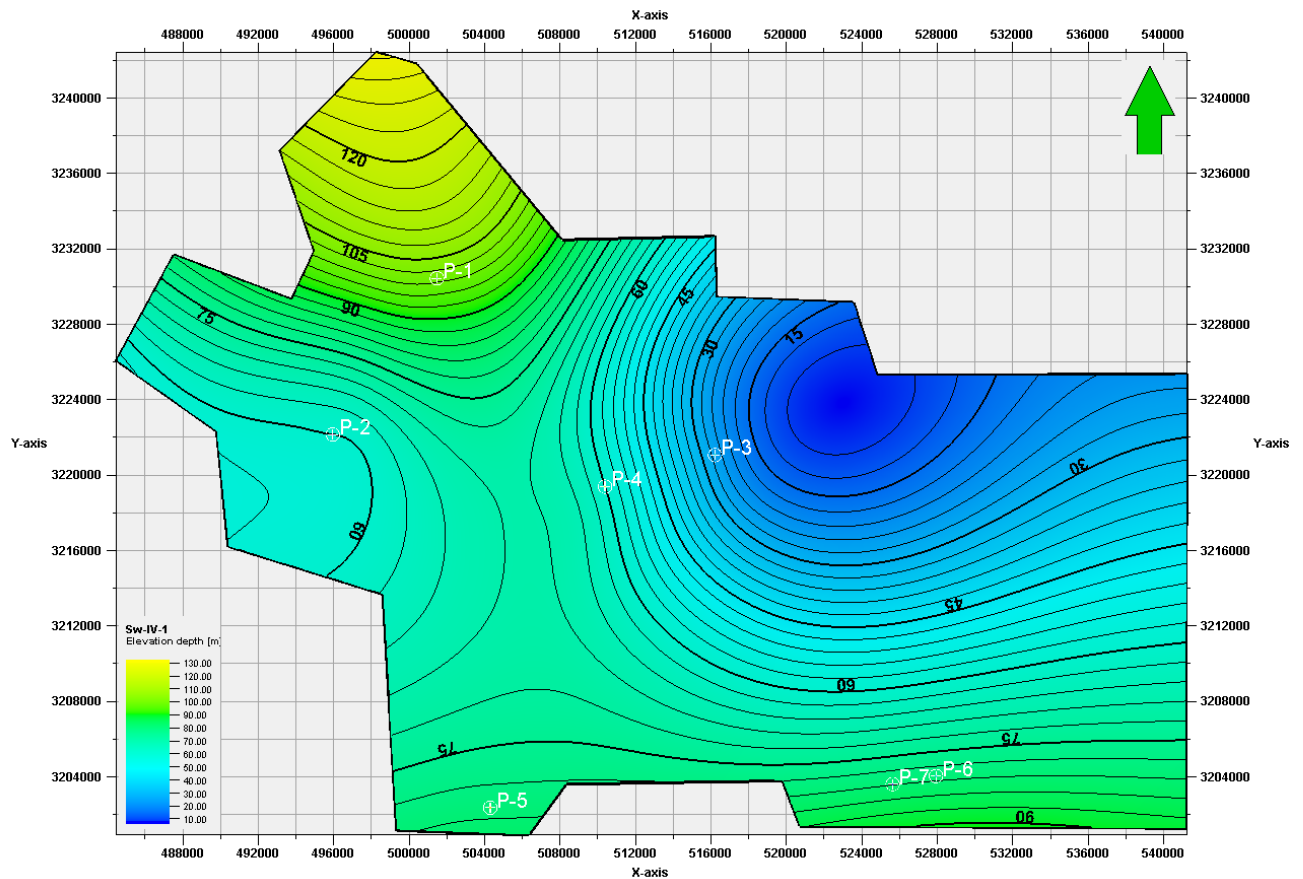


Fig. 29 : Carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-3.

II. 2. 5. 2. La carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-1 :

D'après cette carte en iso-saturation en eau (Fig. 30), on remarque que la saturation de ce réservoir est élevée, elle augmente du Nord-Est avec une valeur minimale de 26% au niveau du puits-3 vers le sud et le Nord-Ouest où la valeur maximale enregistrée est de 100% au niveau du puits P-1.



Légende :

P-1 ⊕

⊕

Position du puits

P-1

Nom du puits

75

Isoligne

Equidistance = 5%

Fig. 30 : Carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-1.

III. Conclusion

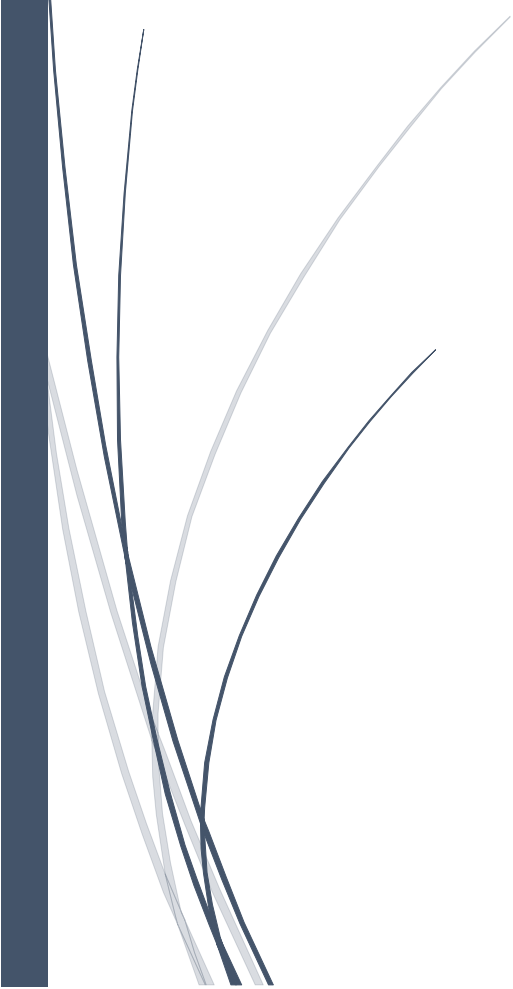
La distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir Ordovicien est irrégulière ; l'analyse de ces paramètres révèle que :

1. L'Interprétation des différentes cartes en iso-épaisseur montre que les différentes unités ont des épaisseurs importantes qui atteignent parfois les 130 m.
2. L'analyse des cartes en iso-porosité montre que la majorité des unités de réservoirs Ordovicien sont caractérisées par de faibles valeurs de porosité généralement inférieurs à 5 %.
3. L'analyse des cartes en iso-volume d'argile et iso-volume de la matrice montre que l'unité IV est caractérisée par de bonnes valeurs du volume de la matrice essentiellement dans la partie Nord-Ouest de la région, tandis que l'unité III-3 est très argileuse avec un volume d'argile qui atteint les 90%.
4. L'interprétation des cartes en iso-saturation en eau montre que les saturations en eau les plus faibles sont localisés dans la partie Nord centrale et Nord-Ouest des unités IV-3 et IV-1, l'unité IV-2 et l'unité III-3 sont des unités aquifères avec une valeur de saturation qui varie entre 90% et 100%.



Chapitre 03 :

Etude Statistique



I. Introduction d'étude statistique des paramètres pétrophysiques :

Le but d'une étude statistique est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir en question. Pour cela il est recommandé d'établir des histogrammes et des courbes de distribution de la densité de la probabilité des paramètres à étudier et cela en fonction de tous les puits de la zone d'étude.

II. Analyse et interprétation des histogrammes :

II. 1. L'unité IV-3 :

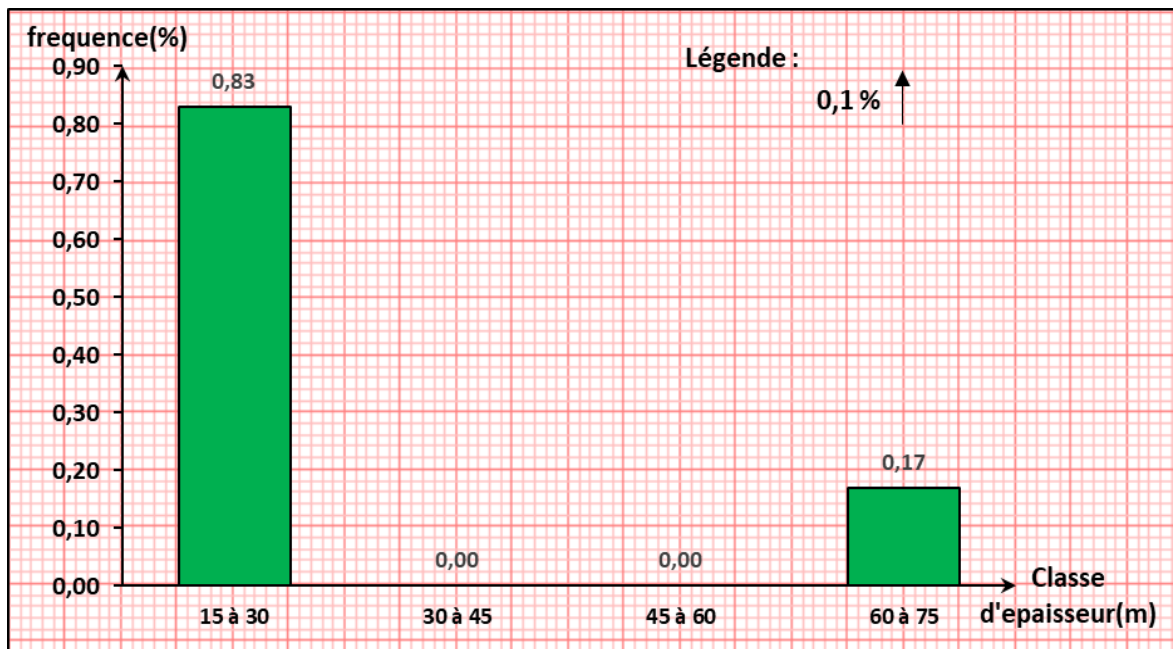


Fig. 31 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité IV-3.

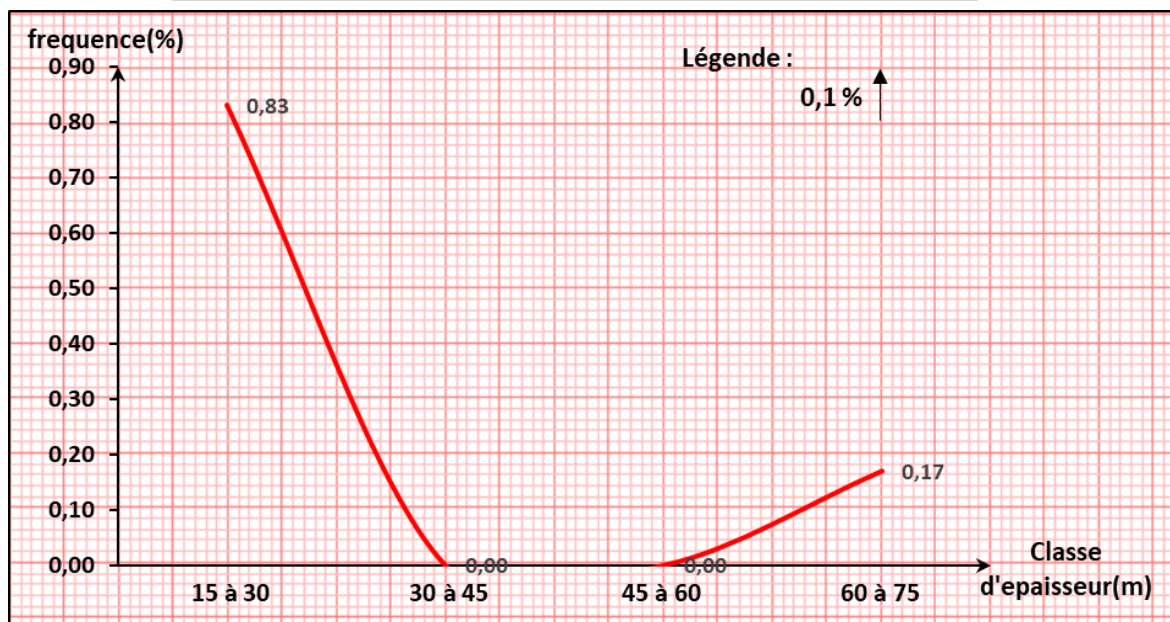


Fig. 32 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité IV-3.

- L'histogramme de l'épaisseur montre une distribution bimodale asymétrique (Fig. 31), l'asymétrie est gauche (Fig. 32), avec des valeurs maximales représentées dans les classes [15-30[m et [60-75[m, avec une fréquence de 0,83, ce qui implique la prédominance des faibles valeurs.

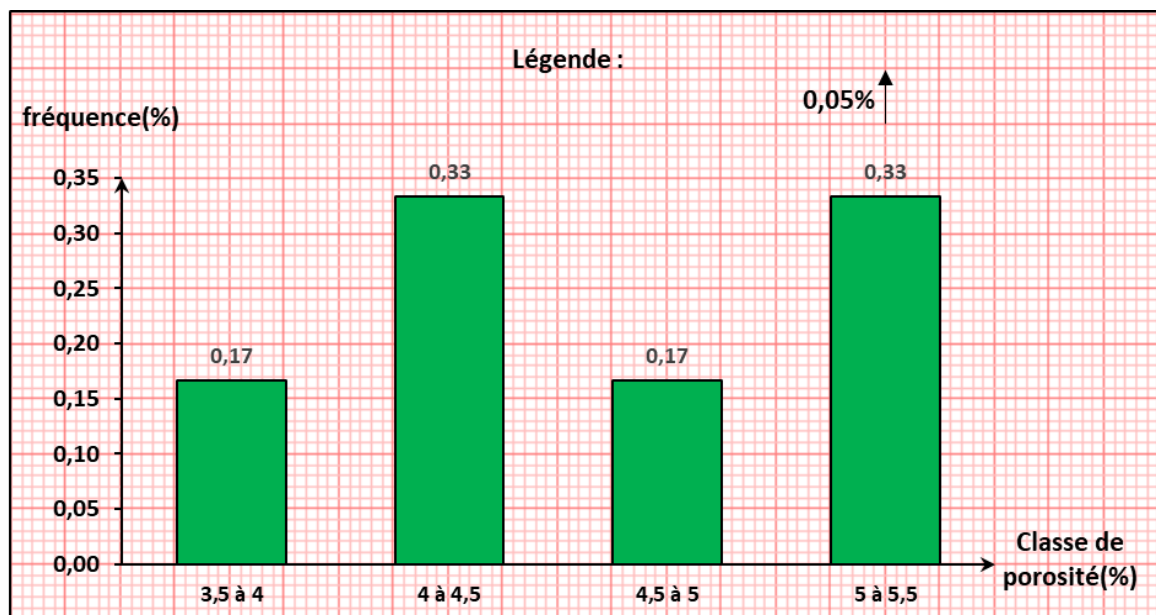


Fig. 33 : Histogramme de porosité de l'unité IV-3.

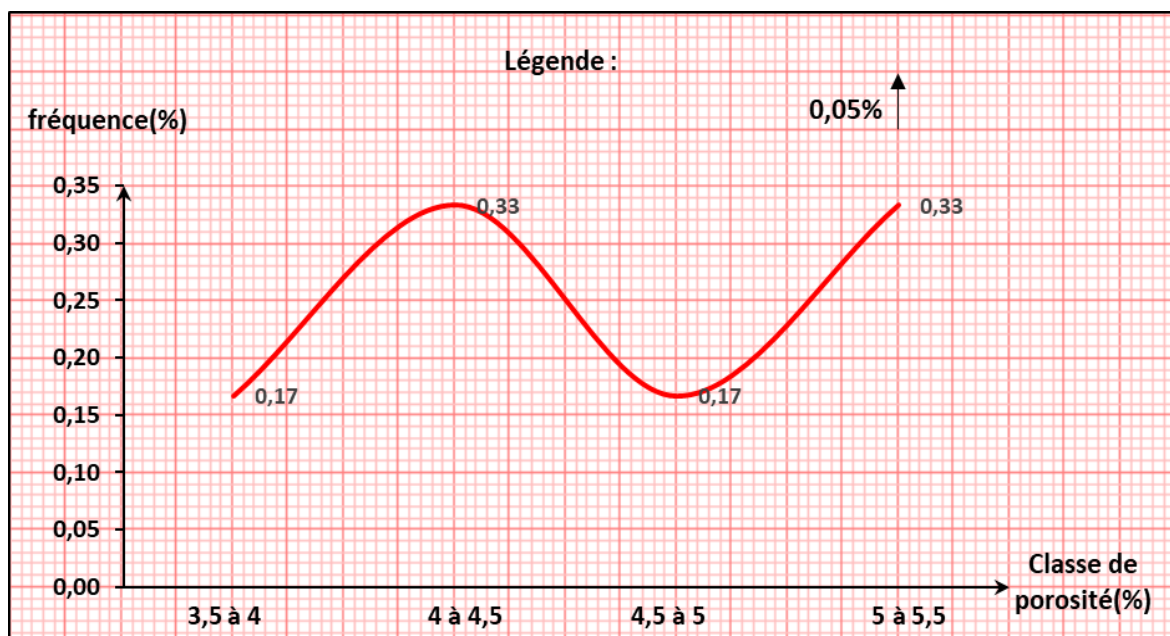


Fig. 34 : Courbe de distribution de porosité de l'unité IV-3.

- L'histogramme de porosité montre que la porosité moyenne varie de 3.5% à 5% avec une moyenne arithmétique de 4.33% (Fig. 33). Il ressort une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans les classes [3,5 – 4[%, [5 – 5,5[% dont la courbe de distribution est asymétrique (Fig. 34), avec une tendance vers la droite, c'est-à-dire vers les valeurs moyennes et grandes.

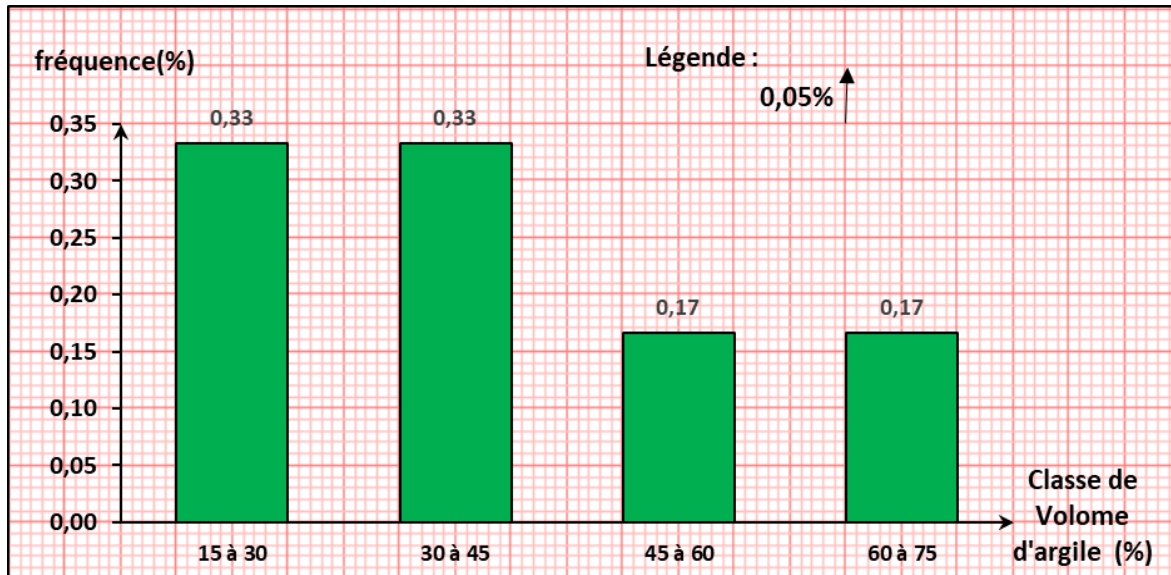


Fig. 35 : Histogramme de volume d'argile de l'unité IV-3.

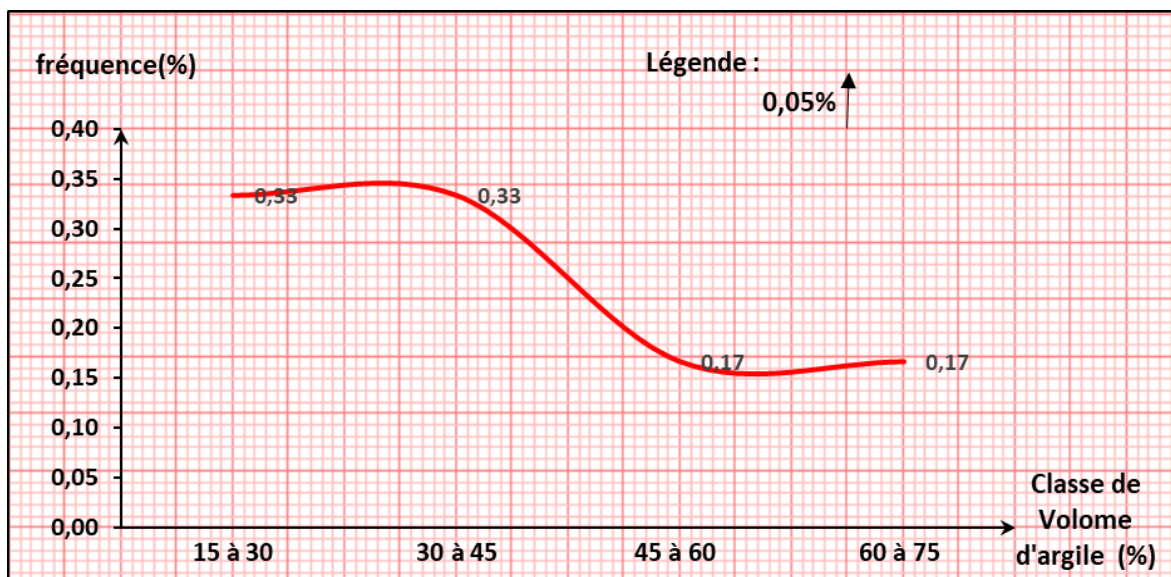


Fig. 36 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité IV-3.

- L'histogramme de volume d'argile montre que le volume moyen d'argile varie de 20% à 70% avec une moyenne arithmétique de 39,16% (Fig. 35). Il ressort une distribution unimodale asymétrique (Fig. 32), l'asymétrie est gauche, le mode prédominant appartient à la classe [15-30[%, avec une fréquence de 0,33, c'est-à-dire vers les faibles valeurs.

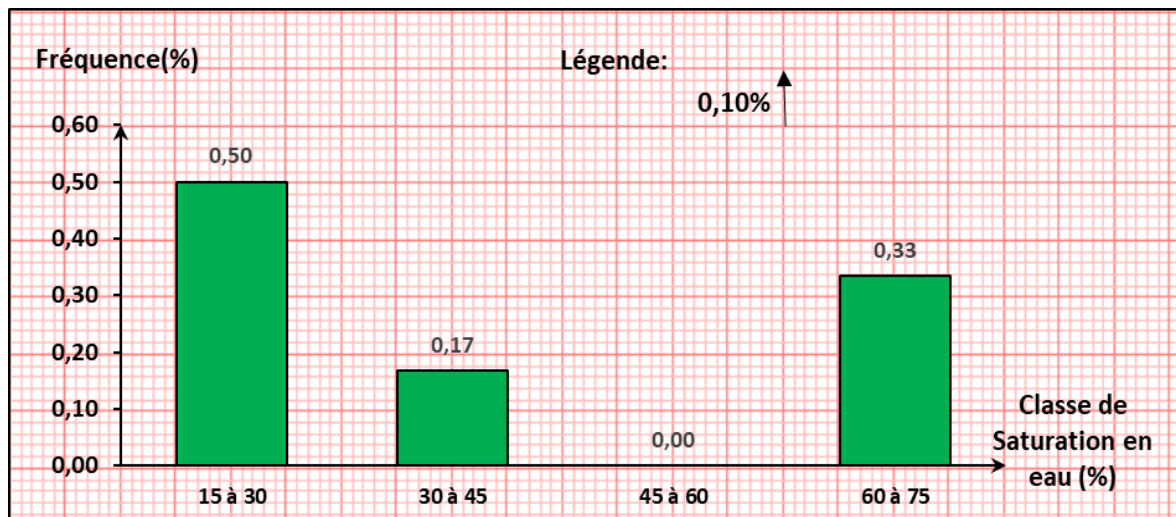


Fig. 37 : Histogramme de saturation en eau de l'unité IV-3.

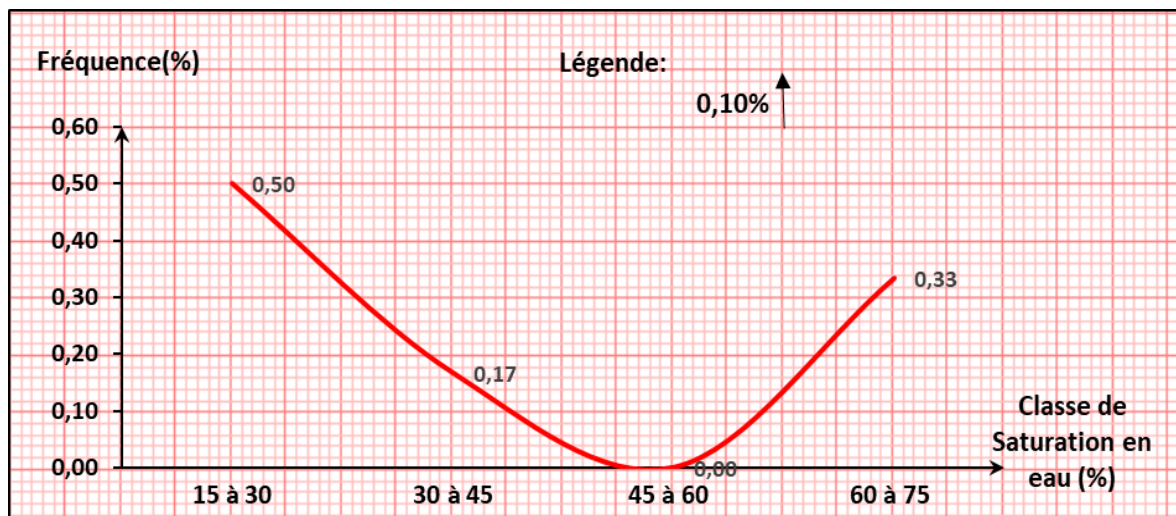


Fig. 38 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité IV-3.

- L'histogramme de saturation en eau montre une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie est gauche (Fig. 37), le mode prédominant appartient à la classe [15-30[%, avec une fréquence de 0,50, et donc une tendance plus accentuée vers les faibles valeurs (Fig. 38).

II. 2. L'unité IV-2 :

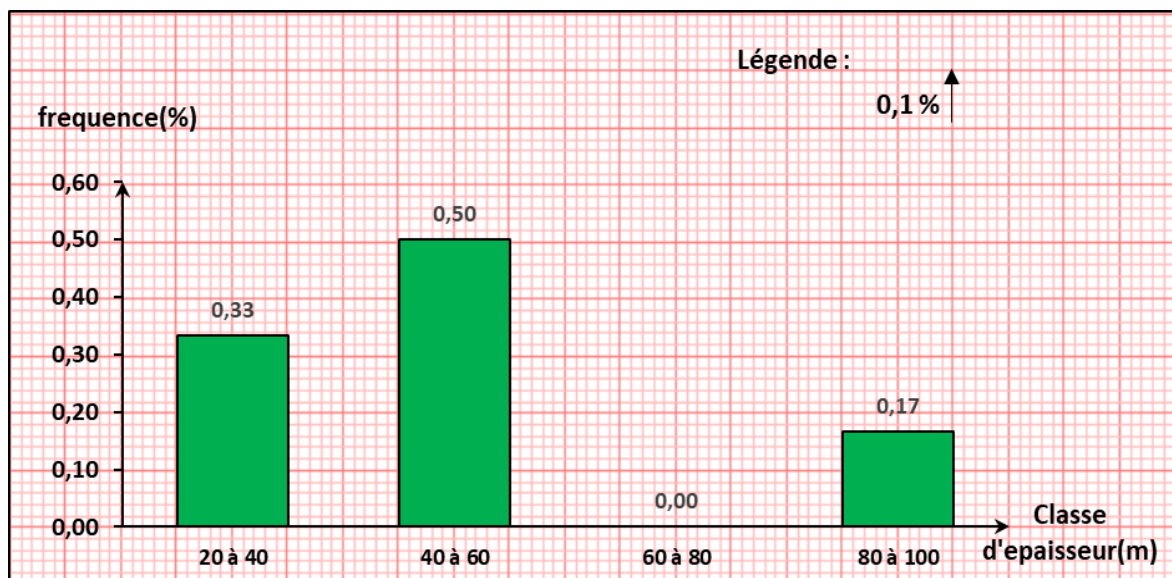


Fig. 39 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité IV-2.

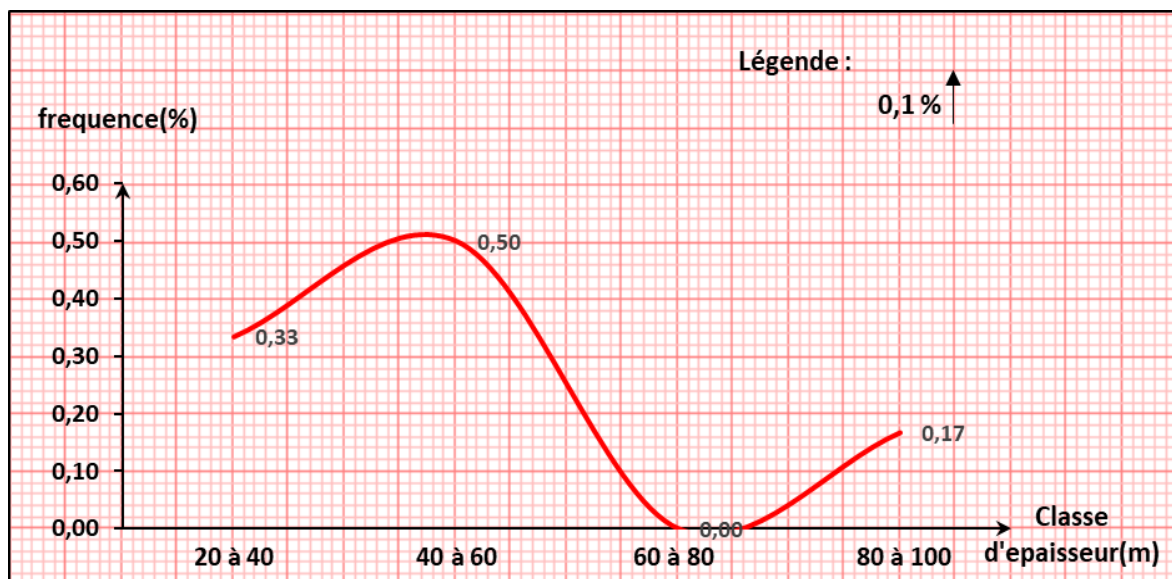


Fig. 40 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité IV-2.

- L'histogramme des classes de l'épaisseur montre une distribution unimodale asymétrique (Fig. 39), l'asymétrie est gauche (Fig. 40), le mode prédominant appartient à la classe [40-60[m avec une fréquence de 0,50, c'est-à-dire que la tendance est vers les valeurs moyennes.

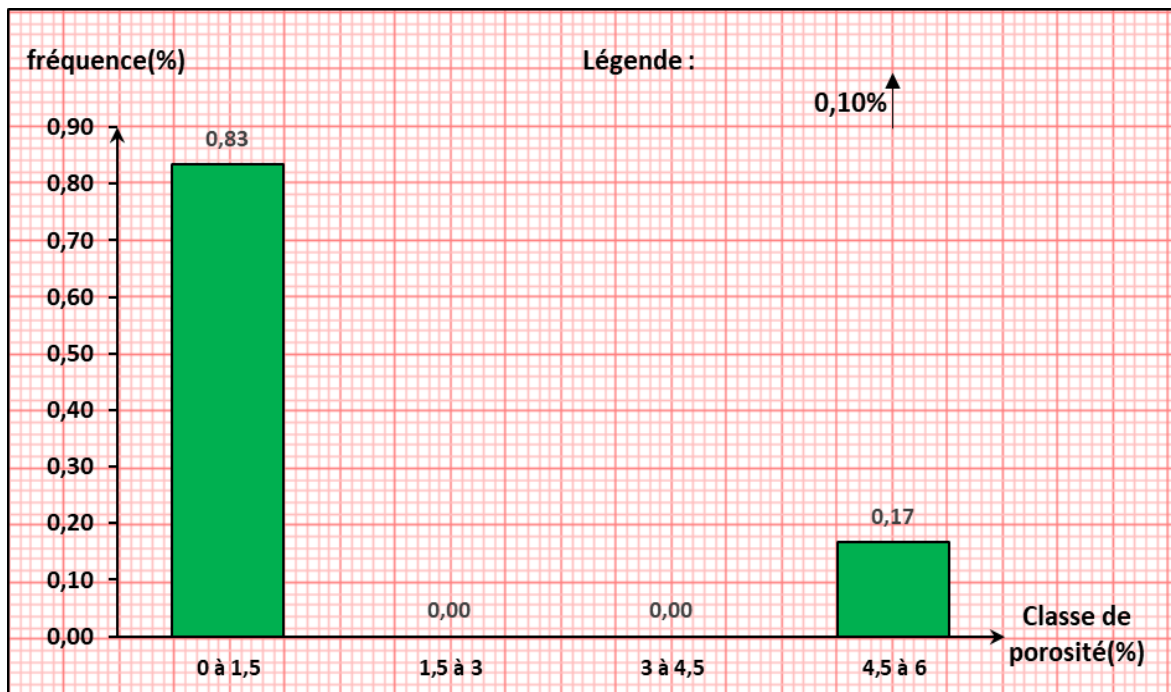


Fig. 41 : Histogramme de porosité de l'unité IV-2.

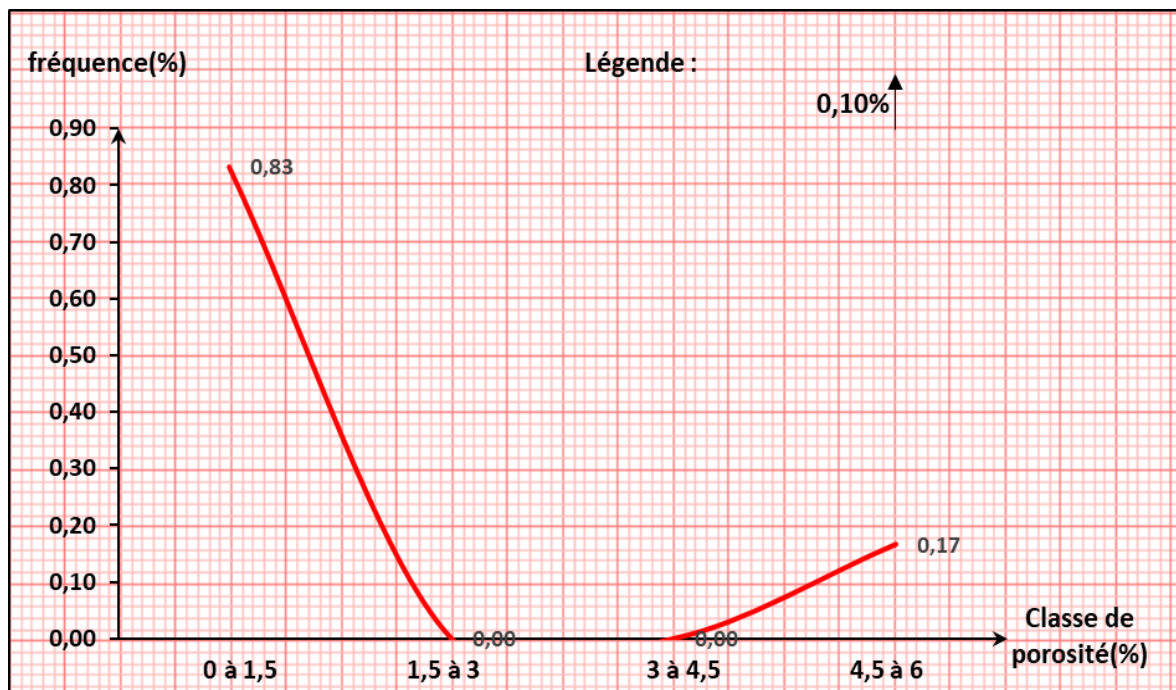


Fig. 42 : Courbe de distribution de porosité de l'unité IV-2.

- L'histogramme de porosité montre que la porosité moyenne varie de 0% à 5,7% avec une moyenne arithmétique de 1,28% (Fig. 41). Il ressort une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans les classes [0 – 1,5[% et [4,5 – 6[%, dont la courbe de distribution est asymétrique, l'asymétrie est gauche (Fig. 42), et donc ce sont les faibles valeurs qui prédominent.

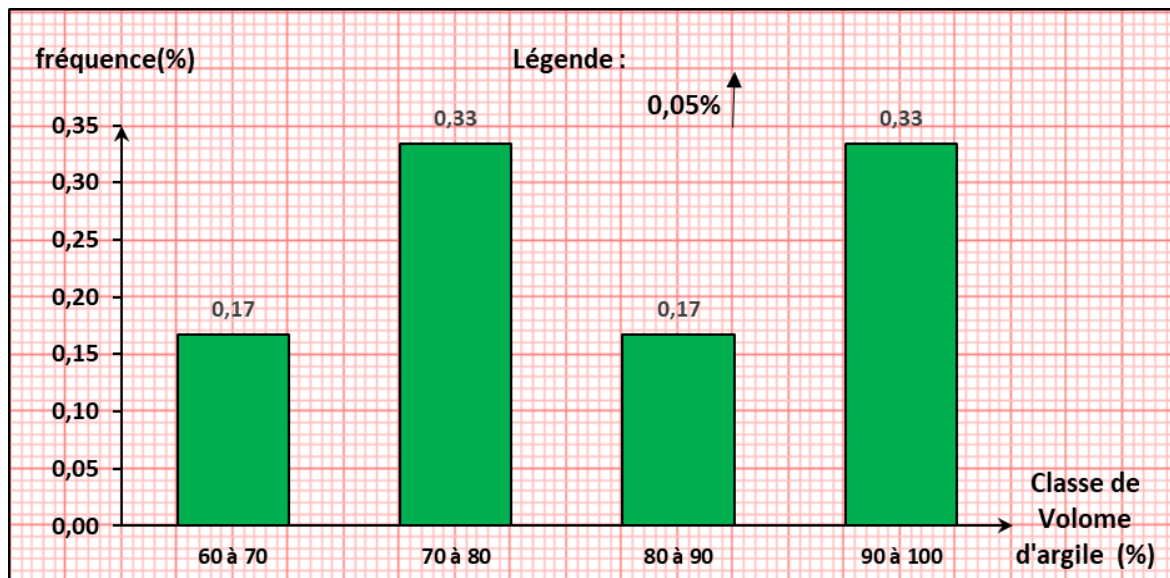


Fig. 43 : Histogramme de volume d'argile de l'unité IV-2.

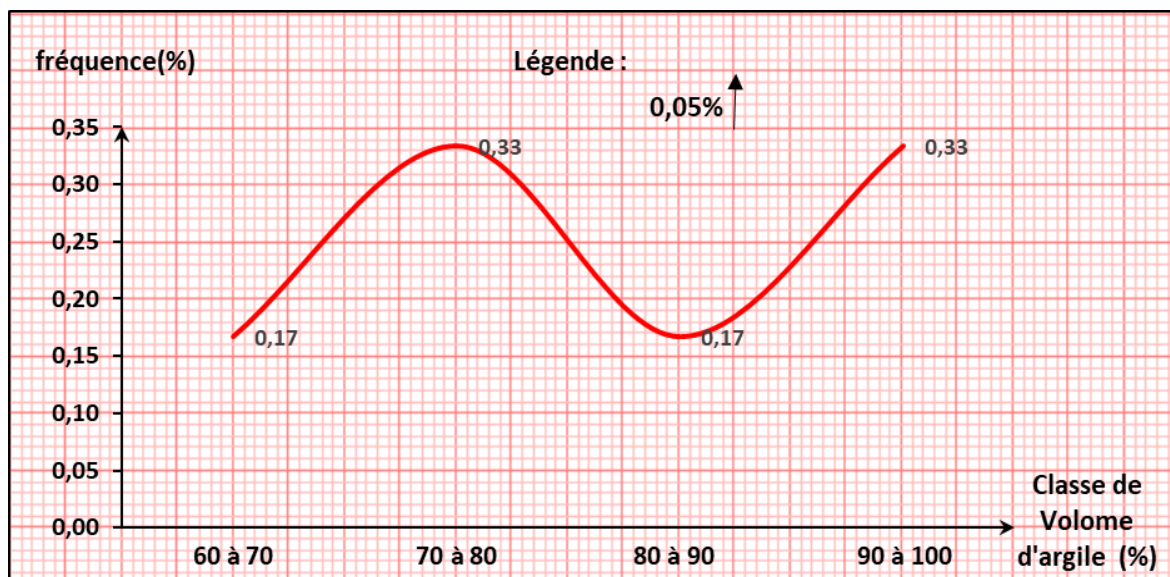


Fig. 44 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité IV-2.

- L'histogramme de volume d'argile montre que le volume d'argile moyen varie de 60% à 95% avec une moyenne arithmétique de 77,5% (Fig. 42). Il ressort une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans les classes [70 – 80[%, [90 – 100[%, dont la courbe de distribution est asymétrique (Fig. 44). La tendance est vers la prédominance des valeurs moyennes et grandes.

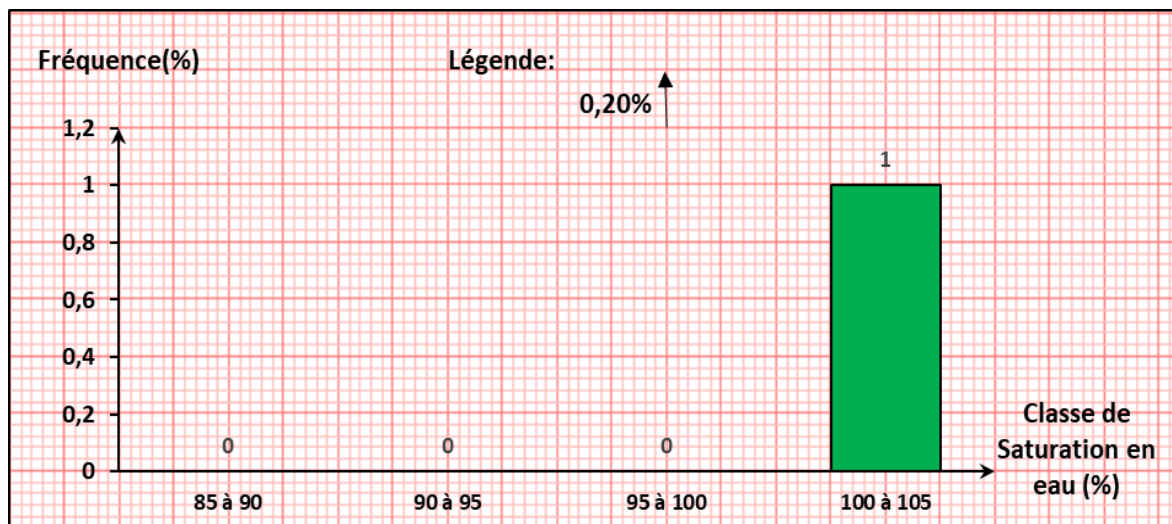


Fig. 45 : Histogramme de saturation en eau de l'unité IV-2.

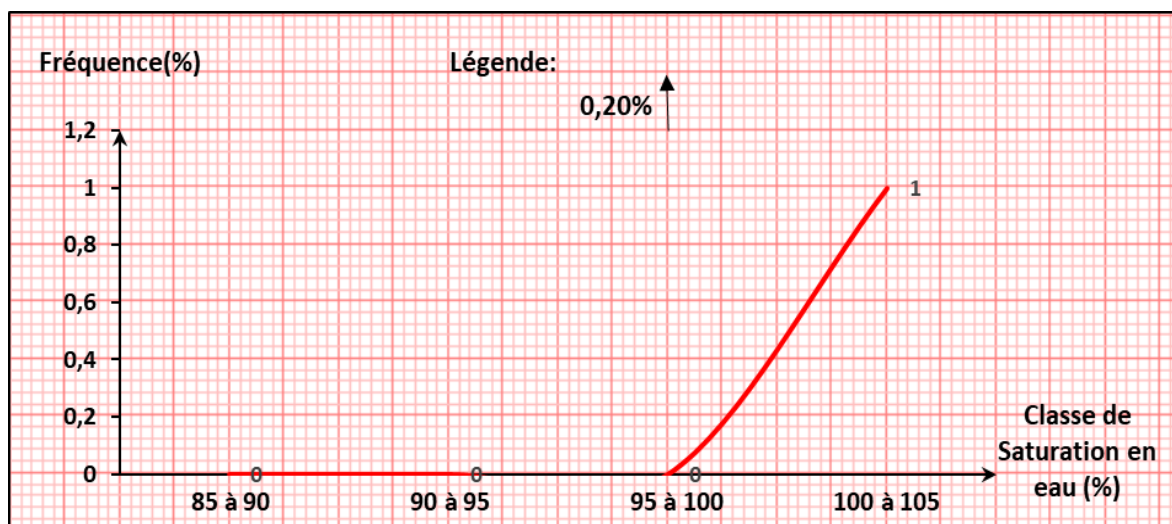


Fig. 46 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité IV-2.

- L'histogramme de saturation en eau montre une distribution unimodale asymétrique, le mode prédominant appartient à la classe [100 -105 [% (Fig. 45), avec une fréquence de 1 (Fig. 46). D'après cet histogramme, cette unité est pratiquement inondée d'eau. Nous n'avons qu'une seule classe englobant tous les valeurs qui avoisinent les 100% de saturation.

II. 3. L'unité IV-1 :

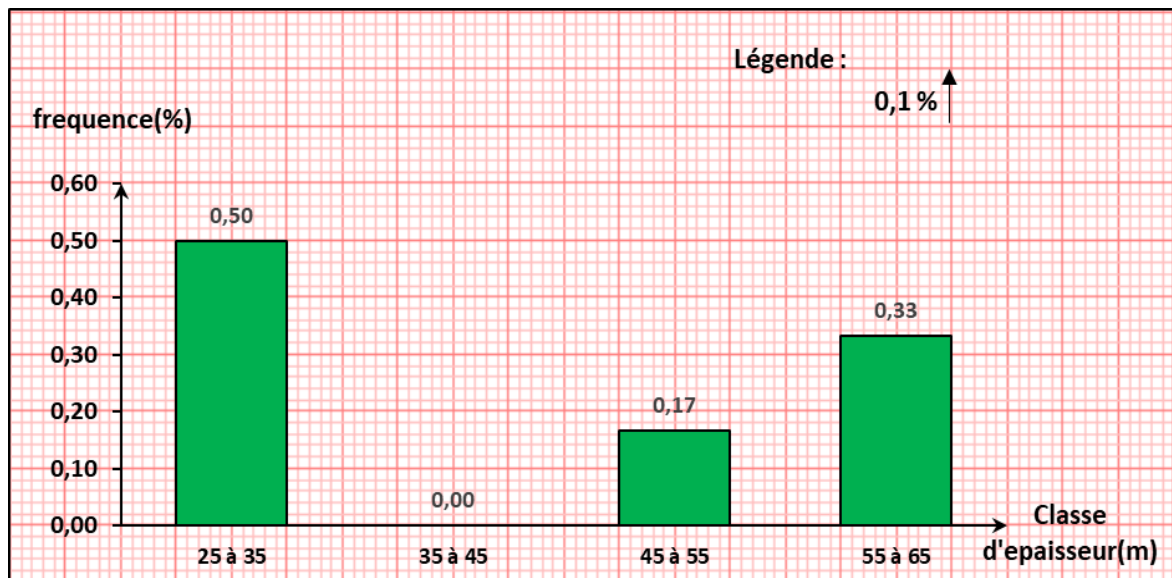


Fig. 47 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité IV-1.

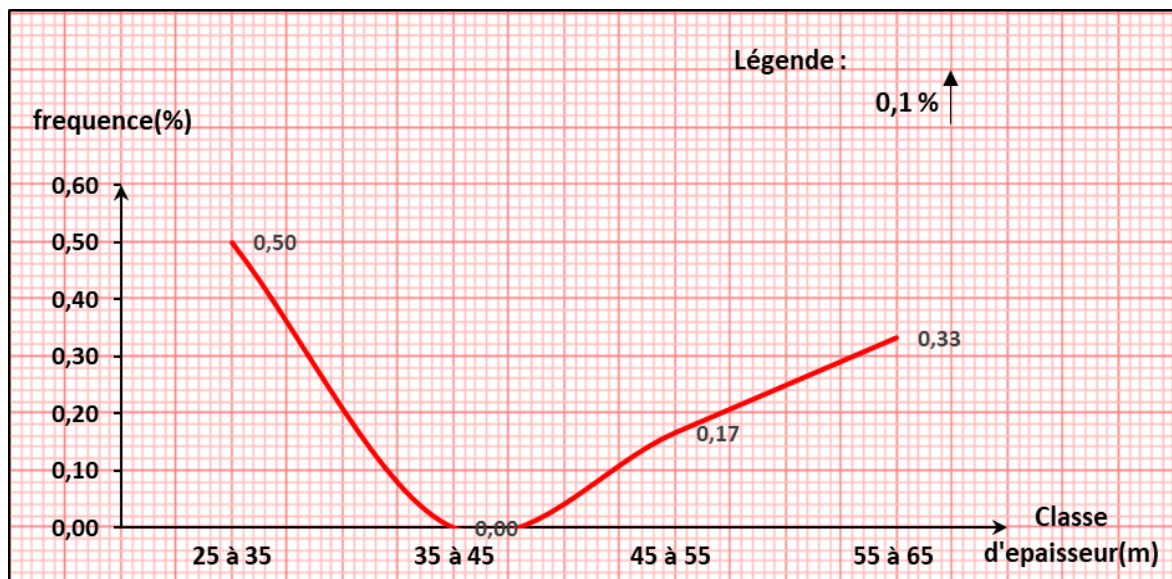


Fig. 48 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité IV-1.

- L'histogramme de l'épaisseur présente une distribution bimodale (Fig. 47), avec une asymétrie à tendance vers gauche (Fig. 48), le mode prédominant appartient à la classe [25- 35[m avec une fréquence de 0,50, c'est-à-dire la prédominance des faibles valeurs qui représente 50% des valeurs étudiées.

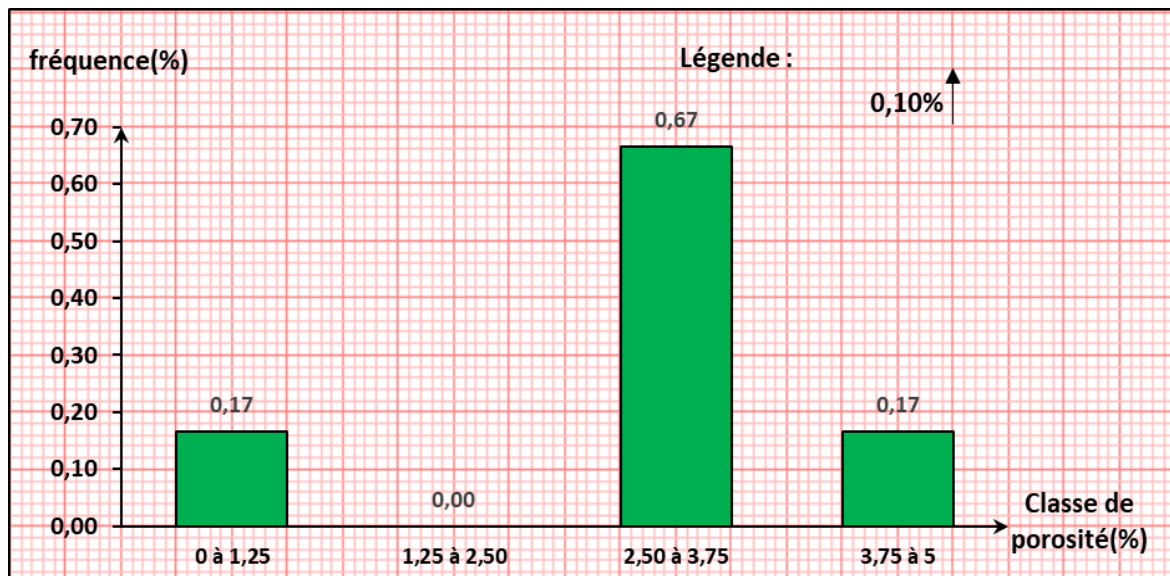


Fig. 49 : Histogramme de porosité de l'unité IV-1.

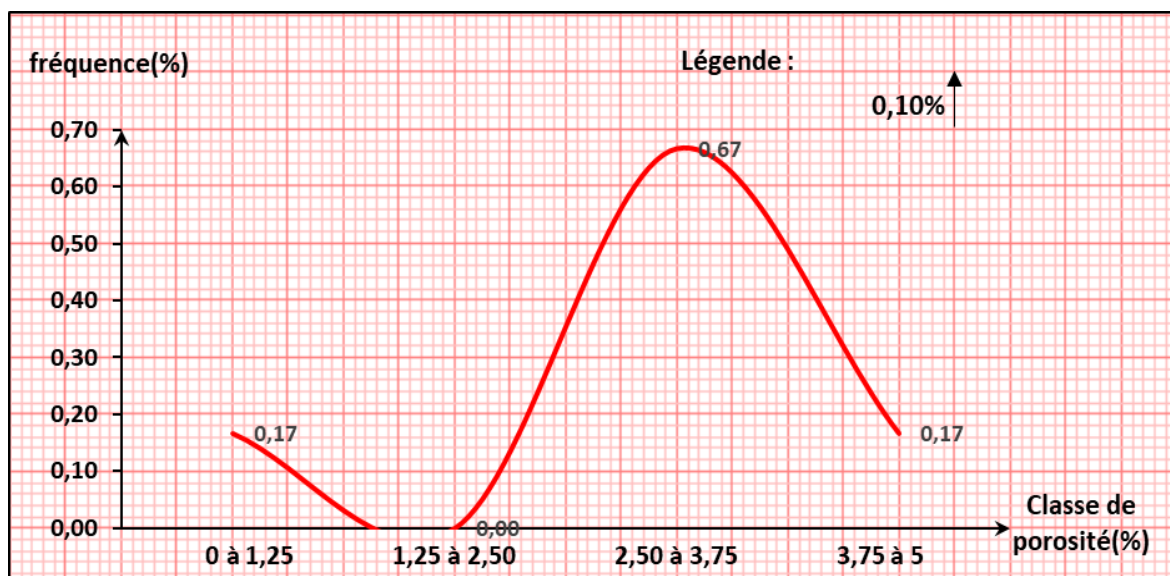


Fig. 50 : Courbe de distribution de porosité de l'unité IV-1.

- L'histogramme de porosité montre que la porosité moyenne varie de 0% à 4% avec une moyenne arithmétique de 2,7% (Fig. 49). Il ressort une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans la classe [2,5 – 3,75]%, dont la courbe de distribution est asymétrique (Fig. 50), avec une tendance vers la gauche et donc la prédominance des valeurs moyennes.

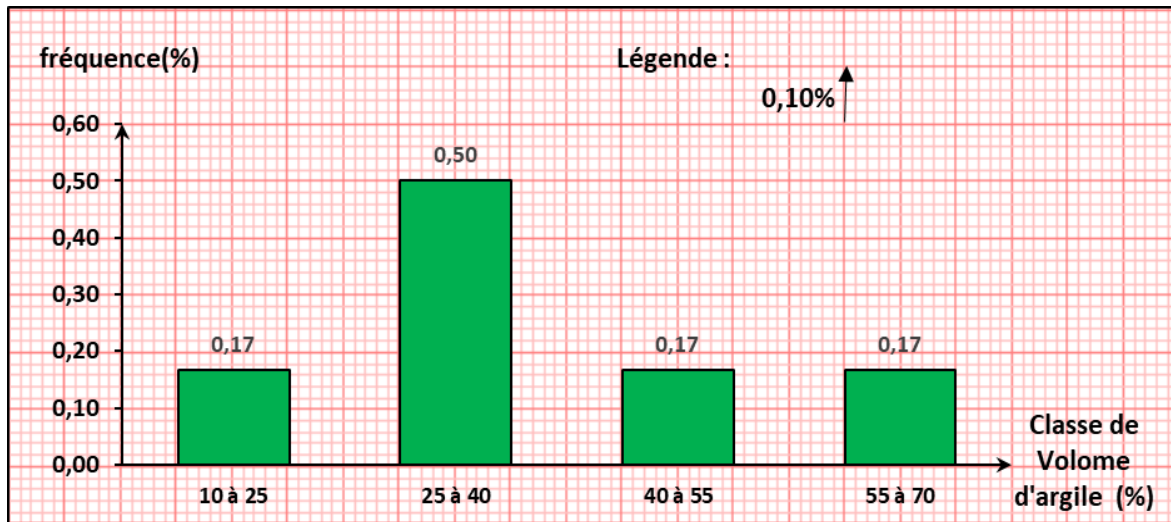


Fig. 51 : Histogramme de volume d'argile de l'unité IV-1.

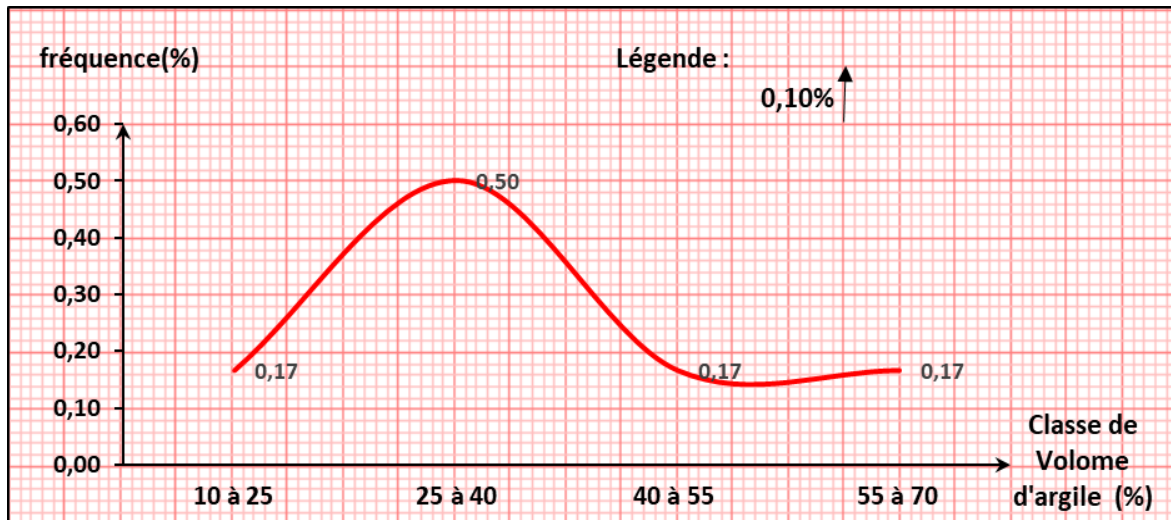


Fig. 52 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité IV-1.

- L'histogramme de volume d'argile montre que le volume d'argile moyen varie de 14% à 60% avec une moyenne arithmétique de 33% (Fig. 51). Il ressort une distribution unimodale avec des valeurs maximales représentées dans la classe [25 – 40]%, dont la courbe de distribution est asymétrique (Fig. 52), l'asymétrie est gauche, avec une tendance de la prédominance des valeurs moyennes.

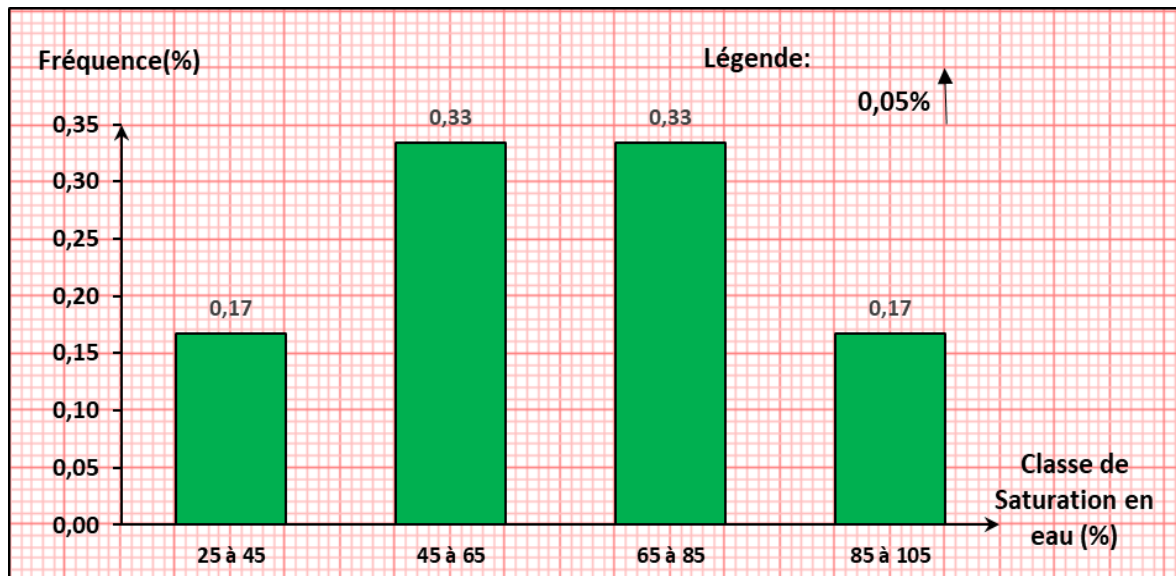


Fig. 53 : Histogramme de saturation en eau de l'unité IV-1.

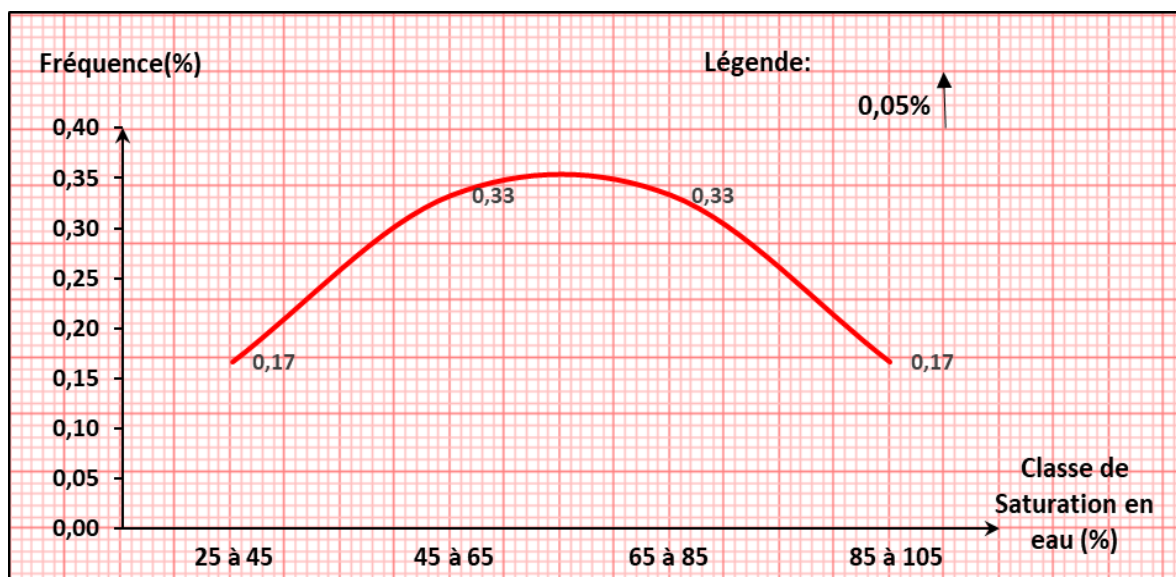


Fig. 54 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité IV-1.

- L'histogramme de saturation en eau montre une distribution unimodale symétrique, avec des valeurs maximales représentées dans les classes [45 – 65]%, [65 – 85]%, avec une fréquence de 0,33 (Fig. 53), c'est-à-dire la prédominance des valeurs moyennes (Fig. 54).

II. 4. L'unité III-3 :

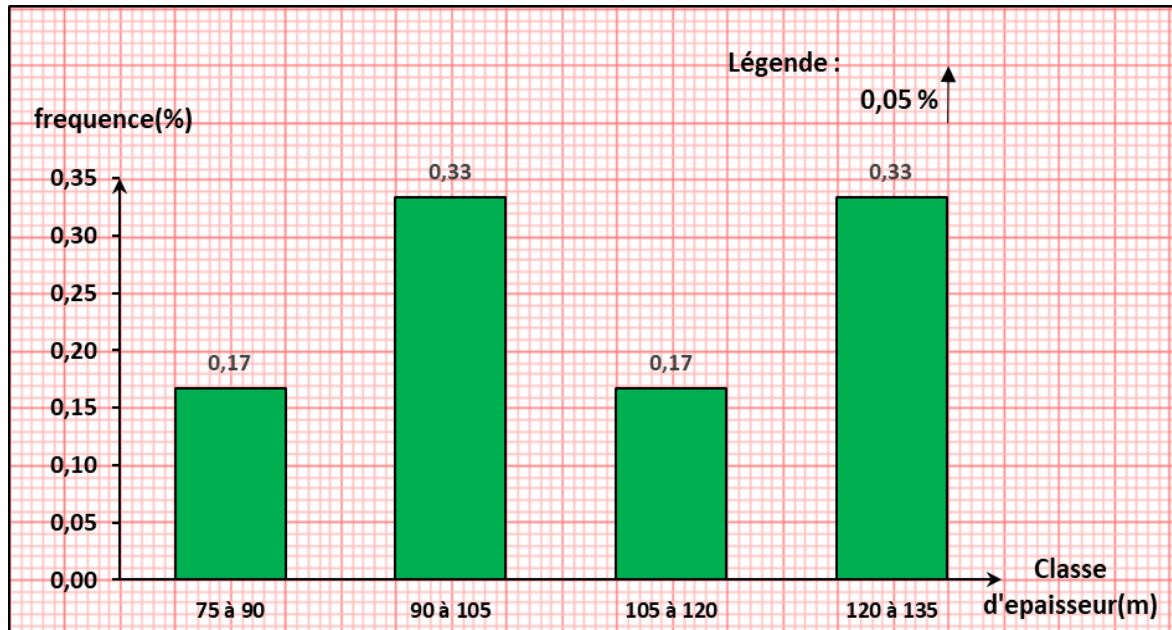


Fig. 55 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité III-3.

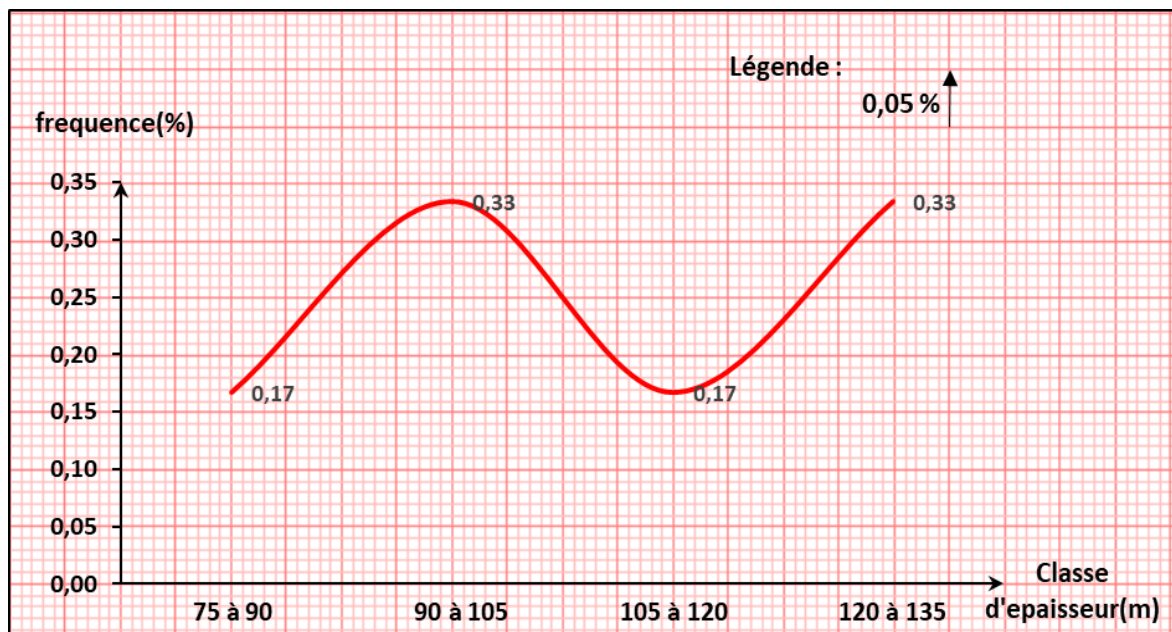


Fig. 56 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité III-3.

- L'histogramme de l'épaisseur présente une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans la classe [90 – 105[m et [120 – 135[m (Fig. 55), avec une fréquence de 0,33 (Fig. 56), la tendance est vers la prédominance des valeurs moyennes et grandes.

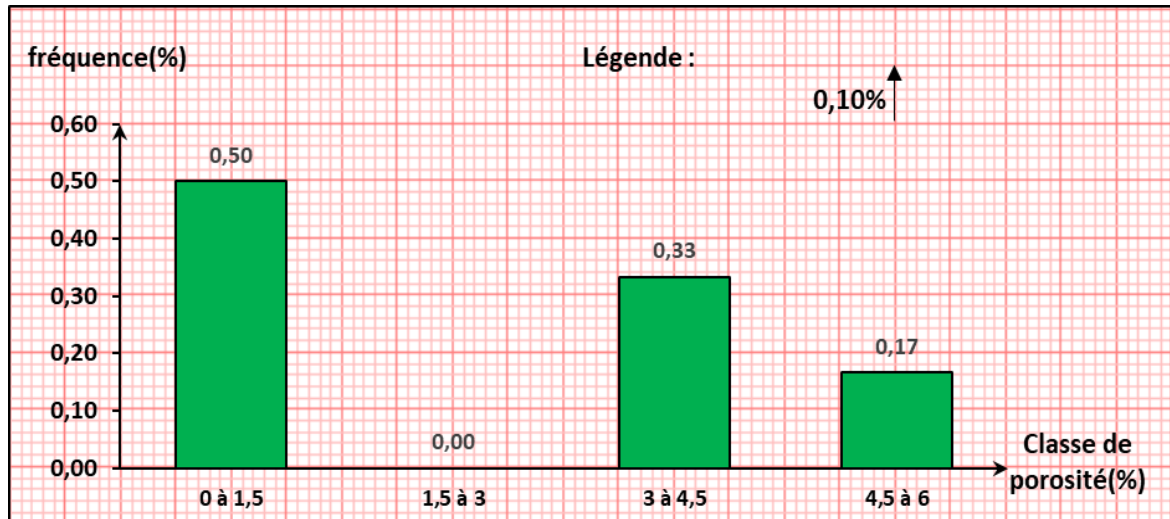


Fig. 57 : Histogramme de porosité de l'unité III-3.

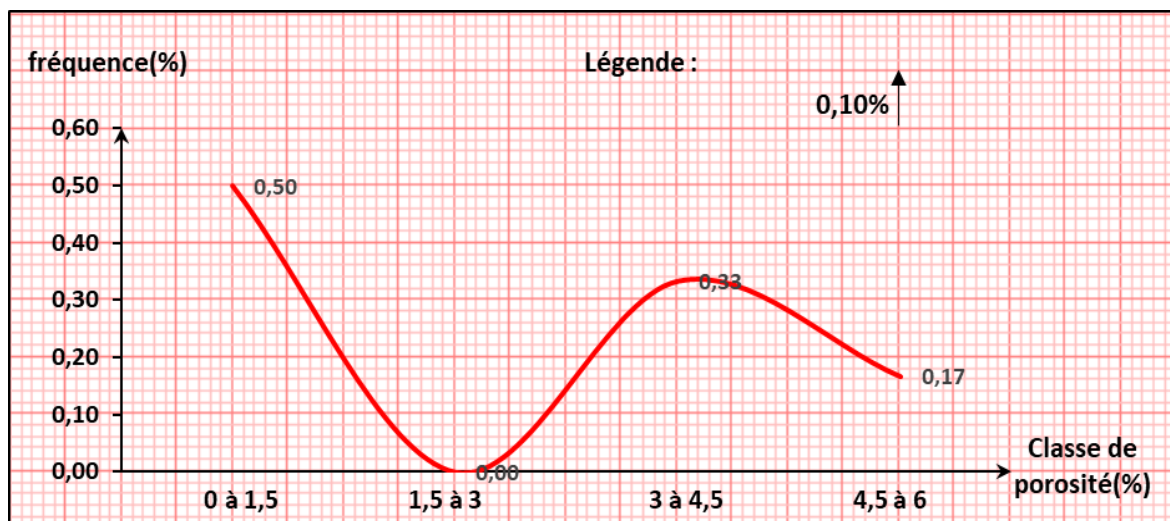


Fig. 58 : Courbe de distribution de porosité de l'unité III-3.

- L'histogramme de porosité montre que la porosité moyenne varie de 0% à 5% avec une moyenne arithmétique de 1,94% (Fig. 57). Il ressort une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans la classe $[0 - 1,5[$ %, dont la courbe de distribution est asymétrique, l'asymétrie est gauche (Fig. 58), et donc la tendance est vers la prédominance des faibles valeurs.

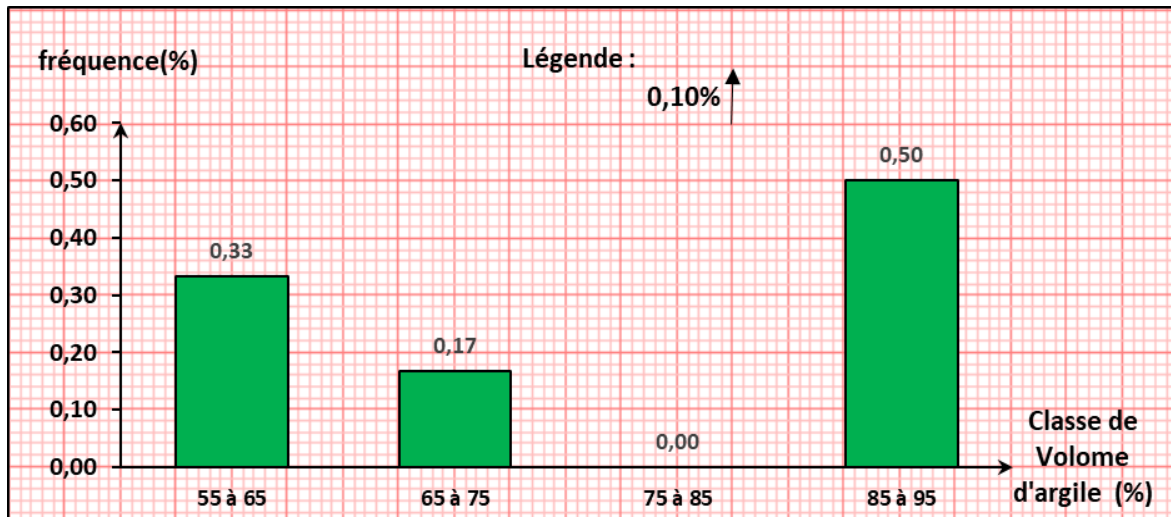


Fig. 59 : Histogramme de volume d'argile de l'unité III-3.

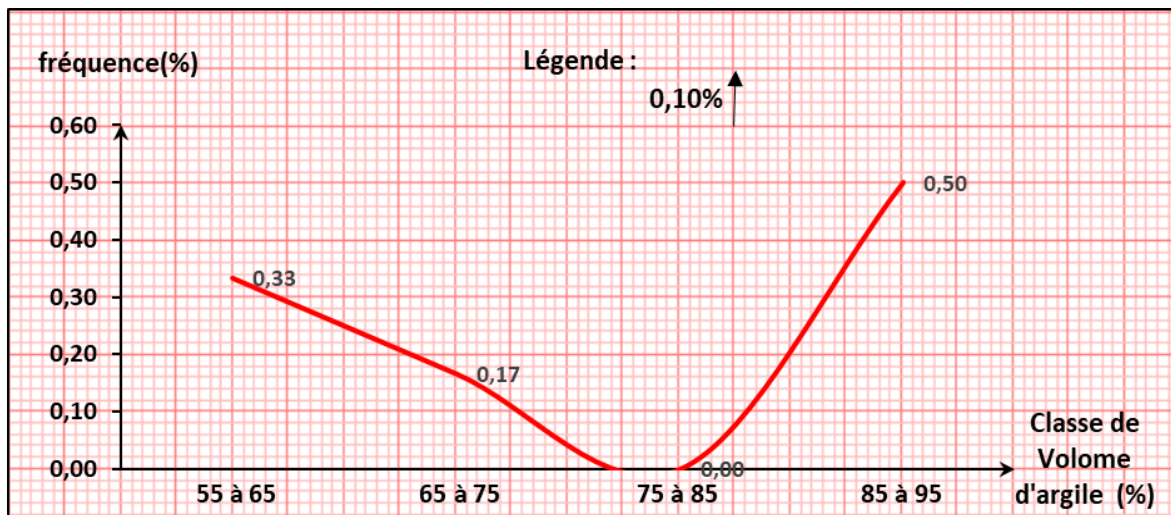


Fig. 60 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité III-3.

- L'histogramme de volume d'argile montre que le volume d'argile moyen varie de 60% à 90% avec une moyenne arithmétique de 77% (Fig. 59). Il ressort une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans la classe [85 – 95[%, dont la courbe de distribution est asymétrique (Fig. 60), l'asymétrie est droite, avec la prédominance des fortes valeurs qui représentent pratiquement 50% de celles étudiées.

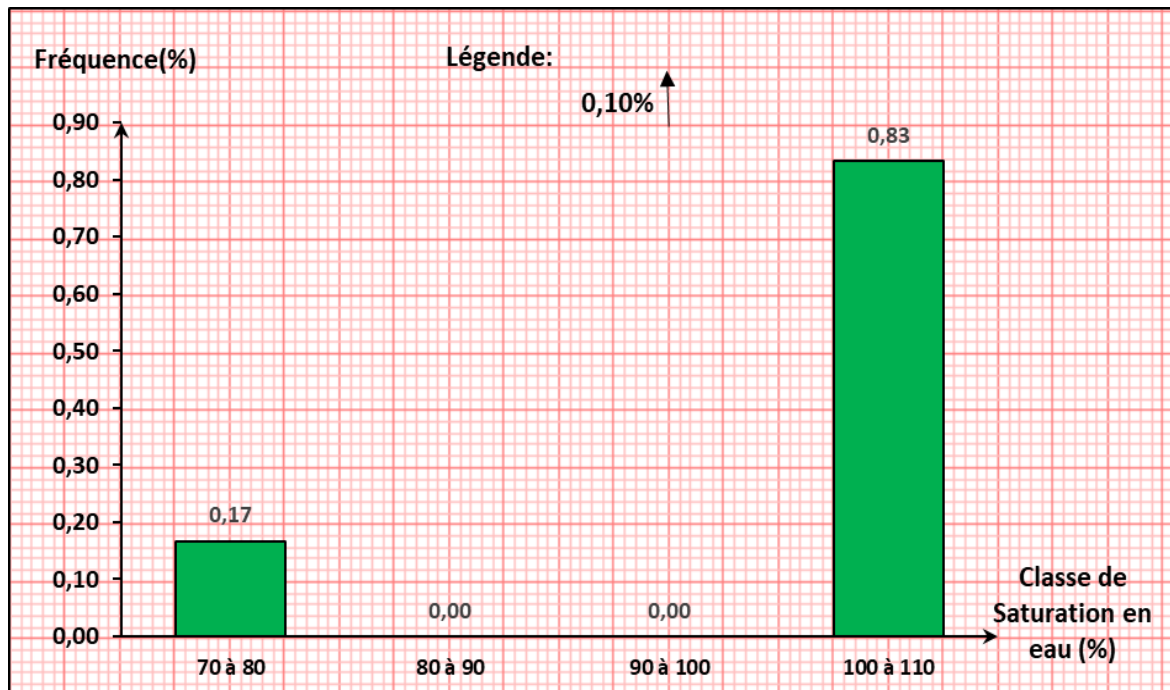


Fig. 61 : Histogramme de saturation en eau de l'unité III-3.

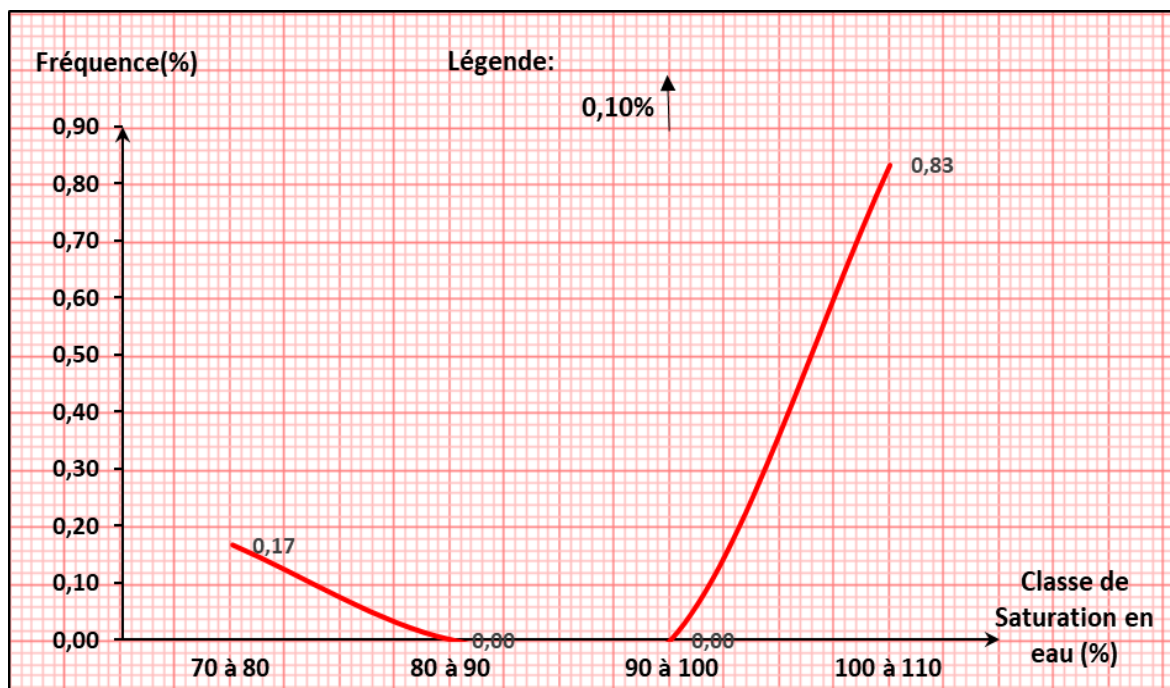


Fig. 62 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité III-3.

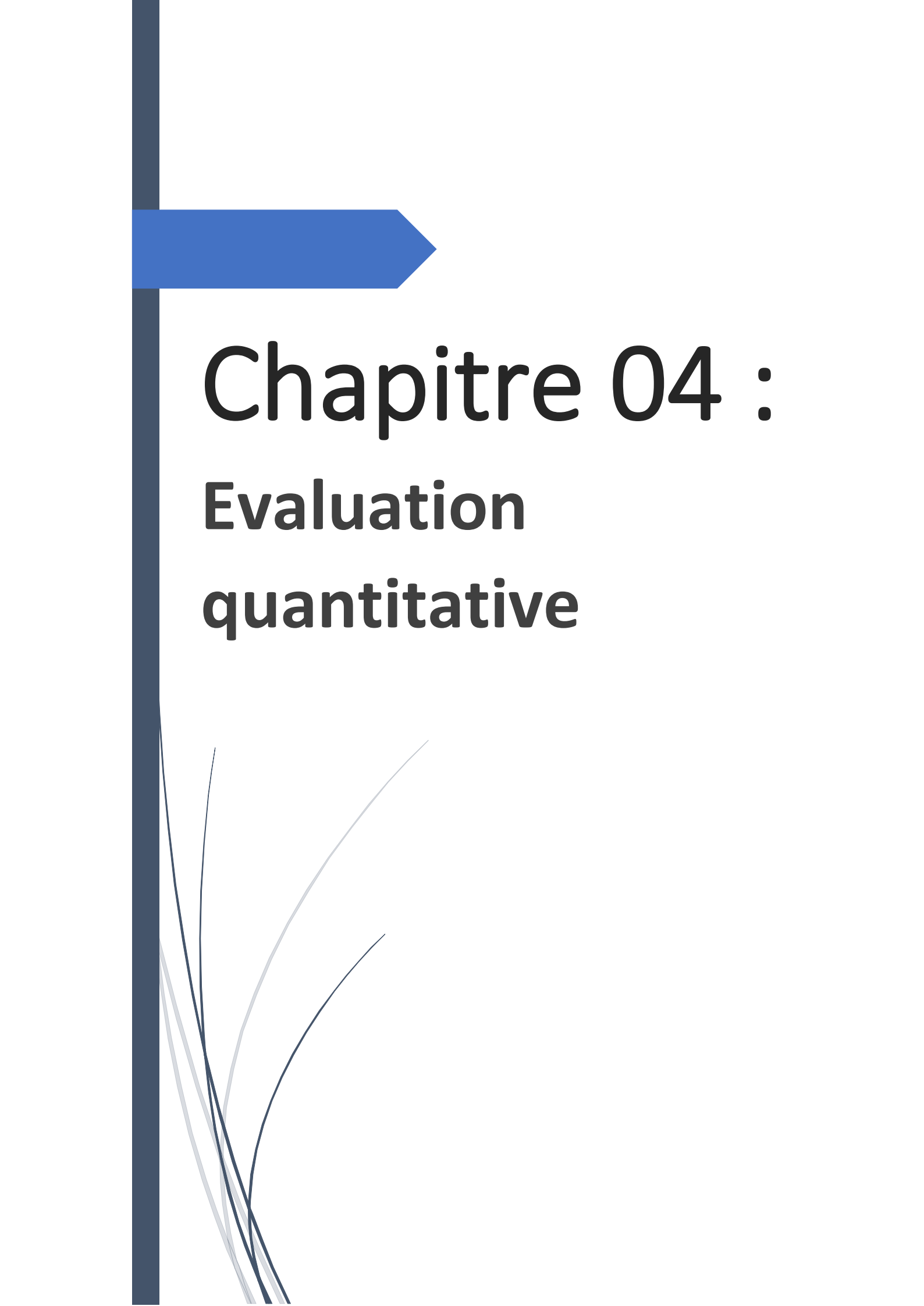
- L'histogramme de volume d'argile montre que la saturation en eau moyenne varie de 70% à 100% avec une moyenne arithmétique de 95%. Il ressort une distribution bimodale avec des valeurs maximales représentées dans les classes [70 – 80[% et

[100 – 110]%, dont la courbe de distribution est asymétrique (Fig. 61), l'asymétrie est droite (Fig. 62), l'unité III-3 est pratiquement dans sa majeure partie inondée par l'eau.

III. Conclusion :

En conclusion, nous pouvons déduire ce qui suit :

- Les histogrammes de l'épaisseur de l'unité IV-3, IV-1 et III-3 montrent une distribution bimodale, tandis que l'histogramme de l'unité IV-2 présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche.
- Les histogrammes de porosité de l'unité IV-3, IV-2, IV-1 et III-3 montrent une distribution bimodale d'où l'existence de deux types de porosité primaire et secondaire.
- Les histogrammes de volume d'argile de l'unité IV-3 et IV-1 montrent une distribution unimodale, par contre les histogrammes de l'unité IV-2 et III-3 sont caractérisés par une distribution bimodale.
- Les histogrammes de saturation en eau de l'unité IV-3, IV-2 et IV-1 montrent une distribution unimodale, et l'histogramme de l'unité III-3 présente une distribution bimodale.



Chapitre 04 :

Evaluation quantitative

I. 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 à condition qu'elles soient industriellement rentables.

A partir de l'état du gisement et son exploration, on arrive à classer cette accumulation dans l'une des catégories connues, ce paramètre influe beaucoup l'exploitation qui sera adopté au fil des temps.

Pour les gisements non conventionnels et en particulier les tight gas sand une nouvelle formule mathématique a été proposée par un certain spécialiste américain nommé Ben Law.

II. Classification des réserves :

Les classifications les plus utilisées, sont celle de l'USGS (United States Geological Survey), de la société des ingénieurs du pétrole (SPE) et du congrès mondial du pétrole (WPC). Elles sont établies selon les principes de degré de connaissance géologique d'une région et des critères techniques et économique de l'exploitation.

II. 1. Classification des réserves selon l'USGS :

II. 1. 1. Réserves prouvées en place :

Ce sont celles dont les données géologiques et techniques permettant de les estimer, avec un bon degré de certitude, au moyen de forages productifs dans les conditions économiques du moment. En fonction des critères techniques et économiques ces réserves sont subdivisées en :

- ❖ **Réserves prouvées en place** : ainsi appelées accumulations avant le début de l'exploitation ; elles représentent le volume total des hydrocarbures existant dans le sous-sol ; elles sont susceptibles d'être au moins partiellement exploitées. Elles correspondent au volume total utile des pores imprégnés (porosité utile), dont la présence est prouvée par le forage.
- ❖ **Les réserves prouvées récupérables** : elles représentent les quantités réellement susceptibles d'être exploitées au cours d'une période donnée. Elles représentent le

volume de brut confirmé par l'information géologique comme récupérable à l'avenir aux conditions économiques et techniques existantes.

II. 1. 2. Réserves probables :

Ce sont les réserves qu'on peut raisonnablement espérer découvrir d'après les données géologiques et géophysiques favorables. Ces réserves incluent :

- 1- Celles qui correspondent à une évaluation provisoire des gisements en cours de délimitation et d'estimation.
- 2- Celles qui correspondent à des réestimations futures de gisements découverts.

II. 1. 3. Réserves possibles :

Ce sont les réserves ou les zones de prospection susceptibles de contenir des hydrocarbures.

Les extrapolations des réserves probables sur la base de données structurales ou géophysiques, permettant d'estimer avec une certitude faible à moyenne en supposant des conditions techniques et économiques futures différentes de celles prévalant au moment de l'estimation.

Le degré de probabilité de leurs découvertes varie de 40 à 20 % parfois 5%.

II. 2. Classification des réserves selon SPE et WPC :

Les définitions proposées en 1996 par ces deux organisations réunies ne révèlent pas de différences majeures par rapport aux définitions courantes, considérées comme les standards les plus recommandés dans l'industrie pétrolière.

II. 2. 1. Réserves prouvées :

Ces réserves incluent :

- 1- Celles contenues dans le périmètre des puits forés et définies par le contact des fluides.
- 2- Celles contenues dans les zones non encore forées et jugées comme raisonnablement existante. Elles peuvent être subdivisées en:

❖ Réserves prouvées développées :

Réserves susceptibles d'être récupérées à partir des forages existants, y compris celles situées derrière le cuvelage.

Elles sont considérées comme développées seulement après installation des équipements nécessaires ou à condition que les coûts d'installations soient relativement réduits.

- **Réserves prouvées développées en production :**

Réserves pouvant être récupérées à partir des intervalles complétés ouverts et en production au moment de l'estimation.

- **Réserves prouvées développées, non en production :**

Ce sont les réserves susceptibles d'être produites par les formations situées en dessous du fond de certains puits ou derrière le cuvelage, après modification de la complétion de certains puits.

- **Réserves prouvées non développées :**

Ces sont les réserves susceptibles d'être récupérées ou produites dans les zones non encore forées, par approfondissement des forages existants.

Des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour compléter un puits existant ou installer des équipements de production et de transport.

❖ **Réserves non prouvées :**

Elles sont décelées au moyen des données géologiques et techniques favorables dans des conditions économiques différentes de celle prévalant au moment de l'estimation. Elles se subdivisent en deux catégories : **probables** et **possibles**.

- **Réserves probables :**

Elles sont estimées avec une probabilité moyenne à bonne, donc, avec une certitude moindre que les réserves prouvées sur la base des résultats d'analyse géologiques et techniques.

- **Réserves possibles :**

Elles sont estimées avec une certitude moindre que les réserves probables, sur la base d'analyses des données géologiques et technique.

II. 3. Classification des réserves dans la région Ohanet :

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques

complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre :

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

III. Evaluation des réserves :

III. 1. Aperçu sur le calcul de réserves des gisements non conventionnels :

Conventionnellement, par évaluation des réservoirs on entend la quantification des paramètres permettant de remonter aux volumes d'hydrocarbures en place ou récupérables. Ces paramètres peuvent être d'ordre :

- Pétrophysique (porosité, perméabilité et saturation en fluides).
- Géométriques (épaisseur et surface du gisement).
- Thermodynamique (température et pression).

L'évaluation des réservoirs conventionnels utilise les principes issus de la formule d'Archie, reliant les principaux paramètres pétrophysiques :

- Le facteur de formation (**F**).
- La porosité (**Ø**).
- Les coefficients de cimentation (**m**) et lithologique (**a**).

Les résistivités de l'eau de formation (**R_w**) et du réservoir (**R_t**).

- L'exposant(**n**) de la saturation en eau (**S_w**).

III. 2. Définition de la méthode volumétrique :

L'évaluation du volume des hydrocarbures en place a été réalisée sur la base du calcul volumétrique selon la méthode suivante :

$$Q_{rec} = S \times H_u \times \Phi_u \times S_{HC} / Bg$$

$$Q_{en\ place} = S \times H_u \times \Phi_u \times S_{HC} \times \gamma / Bg$$

Où :

Q_{rec} : Réserves récupérables du gaz en m^3 .

S : superficie de la zone à gaz en m^2

H_u : épaisseur utile en m.

$S \times H_u$: Volume utile du gisement.

Φ_u : coefficient moyen de porosité utile en fraction d'unité

S_{HC} : coefficient de saturation de l'hydrocarbure en fraction d'unité.

Bg : Facteur volumétrique du gaz en (m^3/m^3) .

γ : Coefficient de récupération en %.

Dans le champ d'Ohanet le coefficient de récupération est réestimé à $\gamma = 55\%$ ou 0,55 en fraction d'unité.

III. 3. Détermination des différents paramètres :

- **Détermination de la surface :**

On a essayé de calculer la surface embrassée par les puits de notre région d'étude par la méthode des carreaux (Fig. 63), le résultat trouvé est le suivant :

$S = 1408694800\ m^2$ ou $1408,6948\ km^2$ calculée à partir du plan de calcul.

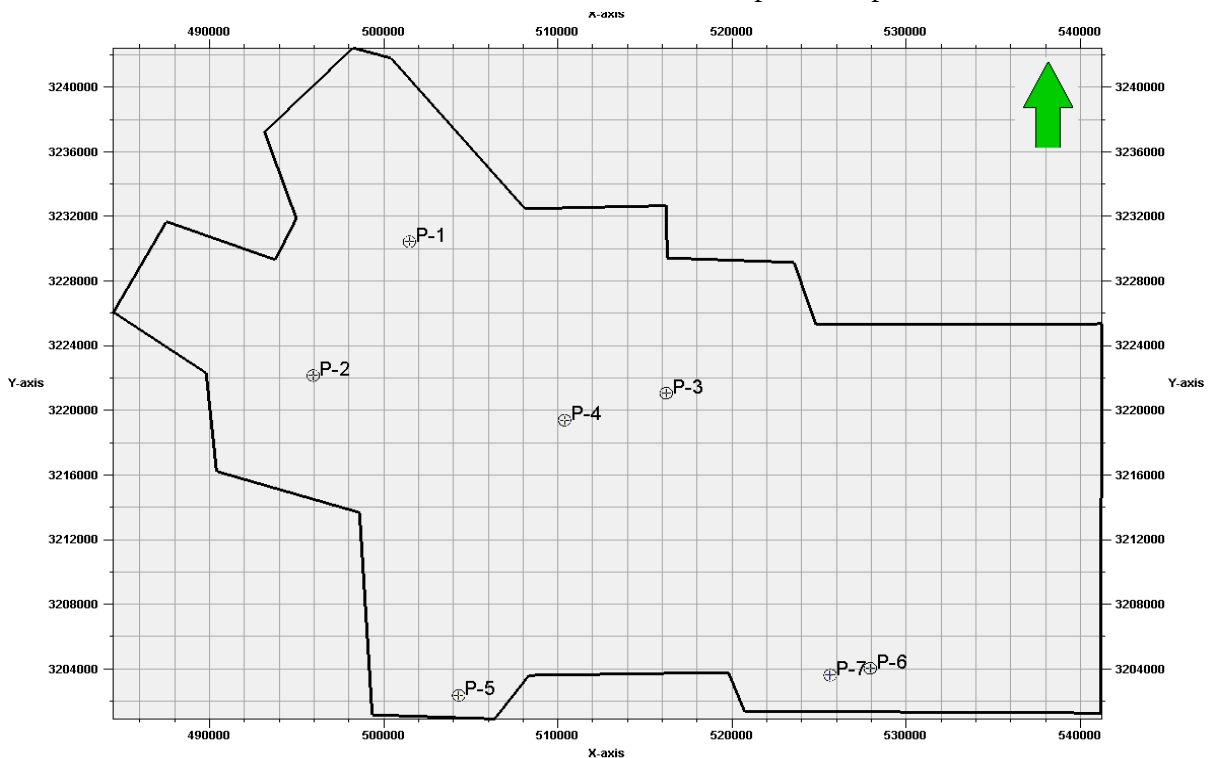


Fig. 63 : Plan de calcul

- **Détermination de l'épaisseur utile :**

Elle est déterminée d'après les données des diagraphies, des carottes et le résultat des essais des puits.

Lors du calcul des réserves de gaz par la méthode volumétrique, on utilise une épaisseur moyenne qui est déterminée d'après tous les puits traversant les niveaux réservoirs.

Elle est calculée comme étant une moyenne arithmétique.

$$H_u = \frac{h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n}{n}$$

$$H_u = 18,85 \text{ m}$$

- **Détermination du coefficient de porosité :**

On détermine le coefficient de porosité ouverte d'après l'analyse des carottes et les données de diagraphie. Pour le calcul des réserves on utilise la valeur moyenne.

$$\Phi_{moy} = \frac{\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 + \dots + \Phi_n}{n}$$

$$\Phi_{moy} = 4.33\% = 0.0433$$

- **Détermination du coefficient de saturation :**

On détermine la valeur du coefficient de saturation d'après les échantillons des roches prélevées dans certains puits et à partir des diagraphies.

Ce qui permet d'évaluer la proportion exacte des fluides dans les pores de la roche magasin.

$$S_g = 1 - S_w$$

$$\text{Avec : } S_w = 0.39 \quad \text{d'où : } S_g = 0.61$$

- **Détermination du facteur volumétrique Bg :**

Dans le champ d'Ohanet le facteur volumétrique est réestimé à $3,9 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^3$

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule, le volume de gaz par unité de surface est égale à :

$$Q_{rec} = S \times H_u \times \Phi_u \times S_{HC} / Bg$$

Avec :

- $S = 1408694800 \text{ m}^2$
- $H_u = 18,85 \text{ m}$
- $\Phi_u = 0.0433$
- $S_g = 0.61$
- $Bg = 0.0039 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Donc : $Q_{en\ place} = 1408694800 \times 18,85 \times 0.0433 \times 0.61 / 0.0039 = 179,8379 \times 10^9$

D'où le volume de gaz en place est : **$Q = 179,8379.10^9 \text{ m}^3$**

$$Q_{en\ place} = S \times H_u \times \Phi_u \times S_{HC} \times \gamma / Bg$$

$Q_{rec} = 1408694800 \times 18,85 \times 0.0433 \times 0.61 \times 0,55 / 0.0039 = 98,9108 \times 10^9$

D'où le volume de gaz récupérable est : **$Q = 98,9108.10^9 \text{ m}^3$**

IV. Conclusion :

L'évaluation des réserves en place a montré que le potentiel en gaz contenu dans les tight sand est important, le calcul manuel reste approximatif avec un déficit d'exactitude relatif au volume de données, et pour les raisons suivantes :

- Le calcul de la superficie est basé sur la méthode classique (papier millimétré).
- La détermination des valeurs moyennes de la porosité ouverte, de la saturation en eau et de l'épaisseur totale moyenne ont été faites sur la base des données des puits ne représentant pas la totalité de la structure (nombre de puits limité).



Conclusion Générale

Conclusion générale :

Après avoir étudié les réservoirs Ordovicien dans la région d'Ohanet, plusieurs conclusions sont dégagées :

L'analyse pétrophysique a permis de dégager ce qui suit :

- L'unité IV-3 est caractérisée par une épaisseur moyenne de 31m, une porosité de 4,33%, un volume d'argile de 39,17% et une saturation de 39,17 %.
- L'unité IV-2 présente une épaisseur moyenne de 45,5m, une porosité de 1,28% et un volume d'argile de 77,5%, cette unité est aquifère.
- L'unité IV-1 montre des valeurs d'épaisseurs moyennes qui varient autour de 42,17m, une porosité de 2,7%, un volume d'argile de 33% et une saturation de 67,67 %.
- L'unité III-3 est caractérisée par une épaisseur moyenne de 107,33m, une porosité de 1,94%, un volume d'argile de 77% et une saturation de 95 %.

L'étude géostatistique a permis de déduire :

- Les histogrammes de l'épaisseur de l'unité IV-3, IV-1 et III-3 montrent une distribution bimodale, tandis que l'histogramme de l'unité IV-2 présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche.
- Les histogrammes de porosité de l'unité IV-3, IV-2, IV-1 et III-3 montrent une distribution bimodale d'où l'existence de deux types de porosité primaire et secondaire.
- Les histogrammes de volume d'argile de l'unité IV-3 et IV-1 montrent une distribution unimodale, par contre les histogrammes de l'unité IV-2 et III-3 sont caractérisés par une distribution bimodale.
- Les histogrammes de saturation en eau de l'unité IV-3, IV-2 et IV-1 montrent une distribution unimodale, et l'histogramme de l'unité III-3 présente une distribution bimodale.

L'évaluation quantitative de l'unité IV-3 révéla que :

- Le potentiel en gaz contenu dans les tight sand est important, le calcul manuel reste approximatif avec un volume en place de :

$$\mathbf{V_{en\ place} = 179,84\ 10^9\ m^3}$$

Les niveaux réservoirs de l'Ordovicien, à savoir l'unité IV-3, IV-2 , IV-1 et III-3, sont classées dans la catégorie des réservoirs tight, ces derniers nécessite une stimulation de débit et donc une fracturation hydraulique pour l'extraction et l'amélioration de la production.

References Bibliographiques

Abdallah, H (1995), Regional geology and petroleum system of the Illizi Basin, Ohio link journal.

Atlas de l'environnement de l'Algérie. 2011. Ouvrage collectif, Symbiose Communication Edition, ISBN 978-9961-9506-6-1, 175p.

Attar, A. 1980. Le Cambro-Ordovicien du Sahara central. Inédit, Volume 1, 78p. Rapport Sonatrach non publié.

Bennacef, A. Beuf, S., Biju-Duval, B., De Charpal, D., Gariel, O. et Rognon, R., 1971. Example of cratonic sedimentation: Lower Palaeozoic of Algerian Sahara. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 55, 12, 2225-224

Beuf, S., Bennacef, A., Biju-Duval, O., de Charpal, O., Gariel, O. et Rognon, P., 1968. Les grands ensembles sédimentaires du Paléozoïque inférieur du Sahara. Comptes Rendus Sommaire de la Société Géologique de France, 8, 260-263.

Beuf, S., Biju-Duval, B., de Charpal, O., Rognon, P., Gariel, O. et Bennacef, A., 1971. Les grès du Paléozoïque Inférieur au Sahara, Sédimentation et discontinuités. Evolution structurale d'un Craton. Editions Technip, Paris, 464p.

Biju-Duval, B., De Charpal, O., Beuf, S. et Bennacef, A., 1968., Lithostratigraphie du Dévonien inférieur de l'Ahnnet et le Mouydir (Sahara central). Bulletin Service de la Carte Géologique, Algérie. 38, 83-104.

Boote, D. R. D., Clark-Lowes D. D. and Traut, M. W., 1998. Palaeozoic petroleum systems of North Africa. In: Macgregor, D.S. Moody R. T. J., Clark-Lowes, D. D. (Eds.), Petroleum Geology of North Africa. Geological Society of London, Special Publication 132, 7-68.

Boudjema, A., 1987. Evolution structurale du bassin pétrolier «Triasique» du Sahara Nord Oriental, Algérie. Thèse à l'Université de Paris-Sud, Centre d'Orsay, France, 290p. (Non publiée).

BRP, CEP, CFP(A), CPA, CPTL, IFP, SEREPT, S.N. Repal., 1964. Essai de nomenclature lithostratigraphique du Cambro-Ordovicien saharien, Mémoire Hors-Série, Société Géologique de France, 2, 5

Craig et al., 2008. Structural styles and prospectivity in the Precambrian and Paleozoic hydrocarbon systems of North Africa. In : Salem, M.J. (Ed.) The Geology of East Libya Vol. IV. Gutenberg Press, Malta, pp. 51-1

Daniels, R. P. and Emme, J. J ., 1995, Petroleum system model, eastern Algeria, from source rock to accumulation; when, where, and how?: Proceedings of the Seminar on Source Rocks and Hydrocarbon Habitat in Tunisia; Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières, Memoir 9, 101–124.

Deschamps, R., Eschard, R. and Roussé, S., 2013. Architecture of Late Ordovician glacial valleys in the Tassili N'Ajjer area (Algeria). Sedimentary Geology, 289, 124–147.

Dubois, P., Beuf. S. et Biju-Duval. B., 1967. Recherche stratigraphique et sédimentologique. Le Dévonien inférieur dans les Tassilis des Ajjers. Résultats de la mission BRP-IFP : Rapport Interne, IFP, ref. 8684.

Eschard, R., Abdallah, H., Braik, F. and Desaubliaux, G., 2005. The Lower Paleozoic succession in the Tassili outcrops: sedimentology and sequence stratigraphy. First Break, 23, 27–36.

Fabre, J., 2005. Géologie du Sahara Occidental et Central. Musée Royale de l'Afrique Centrale. Tervuren, Belgique, 572p

Fekirine, B. and Abdallah, H., 1998. Paleozoic lithofaciès correlatives and sequence stratigraphy of the Saharan Platform, Algeria. In: D. S, MacGregor., R. T. J. Moody. And D. D, Clark-Lowes, (Eds.). Petroleum Geology of North Africa. Geological Society, London, Special Publications 132, 97–108.

Freulon, J. M., 1964. Etude géologique des Séries Primaires du Sahara central (Tassili N'Ajers et Fezzan). Thèse Doctorat Es-Sciences, Paris. France, 198p.

Galeazzi, S., Point, O., Haddadi, N., Mather, J. and Druesne, D., 2012, The Illizi and Berkine Basins in Southern Algeria. in : Phanerozoic Passive Margins. in: Elsevier B.V. (Eds.), Cratonic Basins and Global Tectonic Maps, 664-728.

Henniche, D., 2002. Architecture et modèle de dépôts d'une série sédimentaire Paléozoïque en contexte cratonique: le Siluro-Dévonien du Bassin d'Illizi (Sahara Oriental, Algérie). Thèse de Doctorat, Université de Rennes, France. (Non publiée).

Hirst, J. P. P., Benbakir, A., Payne, D. F. and Westlake, I. R., 2002. Tunnel Valleys and Density Flow Processes in the upper Ordovician glacial succession, Illizi Basin, Algeria: influence on reservoir quality. Marine and Petroleum Geology, 25, 297–324.

Hirst, J. P. P., 2012. Ordovician proglacial sediments in Algeria: insights into the controls on hydrocarbon reservoirs in the In Amenas field, Illizi Basin. . In: M. Huuse., J. Redfern., D. P, Le Heron., R. J, Dixon., A. Moscariello. and J. Craig, (Eds.). Glaciogenic Reservoirs and Hydrocarbon Systems. Geological Society, London, Special Publications 368, 319–353.

Kazi-tani, N (2000), Etude des bassins, Séminaire Georessources.

Kilian, C., 1922. Aperçu général de la structure des Tassilis des Ajers. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Paris, 825-827.

Legrand, Ph., 1964. Découverte de nouveaux gisements fossilifères dans les grès inférieurs du Tassili N'Ajers. Société Géologique de France, Compte Rendu 5, 100–101.

Legrand, Ph., 1974. Essai sur la paléogéographie de l'Ordovicien du Sahara Algérien. Compagnie Française des Pétroles, Notes et Mémoires 11, 121–138.

Legrand, Ph., 1981. Essai sur la paléogéographie du Silurien au Sahara Algérien. Compagnie Française des Pétroles, Notes et Mémoires 16, 9–24.

Legrand, Ph., 1983. Aperçu sur l'histoire géologique de l'Algérie paléozoïque: Le Paléozoïque inférieur et le Dévonien. In : J. Fabre (Ed.). Lexique Stratigraphique International de l'Afrique de l'Ouest-West Africa. Pergamon, 96-108.

Legrand, Ph., 1985. Lower Palaeozoic rocks of Algeria, 5–89. In: C, H. Holland, (Eds.). Lower Paleozoic Rocks of northwest and west Central Africa. John Wiley, New York, 5-89.

Legrand, Ph., 1995. Evidence and concerns with regard to the late Ordovician glaciation in North Africa. In: J. D, Cooper., M. L, Droser. And S. C, Finney, (Eds.). Ordovician Odyssey: Short Papers for the Seventh International Symposium on the Ordovician System, 165-9. Fullerton, California: The Pacific Section Society for Sedimentary Geology (SEPM).

Le Heron, D. P., Craig, J. and Etienne, J. L., 2009. Ancient glaciation and hydrocarbon accumulations in North Africa and the Middle East. Earth-Science Reviews, 93, 47–76.

- Loydell, D.K., Butcher, A. and Frýda, J., 2013.** The middle Rhuddanian (lower Silurian) ‘hot’ shale of North Africa and Arabia: An atypical hydrocarbon source rock. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 386, 233–256.
- Lüning, S., Craig, J., Loydell, D. K., Storch, P., Fitches, B., 2000.** Lower Silurian ‘hot shales’ in North Africa and Arabia: regional distribution and depositional model. *Earth- Science Reviews*, 49, 121–200.
- Lüning, S., 2005.** North African Phanerozoic. Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences, from *Encyclopedia of Geology*, 2005, 12-25.
- McDougall, N. D., Braik, F., Clarke, P. and Kaced, M., 2003.** The Upper Ordovician of the Illizi Basin, Algeria: a core-based study of Unit IV Palaeovalleys (abstract). In: AAPG Hedberg Conference: Paleozoic and Triassic Petroleum Systems in North Africa, Algiers, 2003.
- Oulebsir, L., 1992.** Chitinozoaires et palynomorphes dans l'Ordovicien du Sahara algérien: biostratigraphie et approche des paléoenvironnements. Ph.D Thesis, Université de Rennes, France, 212 p. (Non publiée).
- Oulebsir, L., Paris, F., 1995.** Chitinozoaires ordoviciens du Sahara algérien; biostratigraphie et affinités paléogéographiques. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 86, 49–68.
- Paris, F., Bourahrouh, A. and Le Herissé, A., 2000.** The effects of the final stages of the Late Ordovician glaciation on marine palynomorphs (chitinozoans, acritarchs, leiospheres) in well NL-2, (NE Algerian Sahara). *Review of Palaeobotany and Palynology*, 113, 87–104
- Saifi, S., 2014.** L’architecture sédimentaire des dépôts glycogéniques de l’Ordovicien Terminal dans le bassin d’illizi , Mémoire de Magister , Algérie.
- Scotese, C. R. and McKerrow, W. S., 1990.** Revised world maps and introduction. In: McKerrow, W.S. and Scotese, C.R. (Eds.), *Palaeozoic, Palaeogeography and Biostratigraphy*. Geological Society, London, 12, 1-21.
- Scotese, C. R., Boucot, A. J. and McKerrow, W. S., 1999.** Gondwana palaeogeography and palaeoclimatology. *Journal of African Earth Sciences*, 28, 99–114.
- Smith, A. G., 1997.** Estimates of the Earth’s spin (geographic) axis relative to Gondwana from glacial sediments and paleomagnetism. *Earth Science Review*, 42, 161–179.
- Sonatrach-Robertson., 2000.** Sedimentology, diagenesis and seismic modeling of reservoir units in the Illizi basin, Algeria. Volume 2A: Trap prediction and evaluation of resources. Report No. 8389/Id. Project No. Id/GK909. Unpublished document.
- Sonatrach-Robertson., 2002.** Regional synthesis of the Ordovician of the Saharan Platform, Algeria. Volume 1: Text and Appendices. Report No. AM050. 523p. Unpublished document.
- Tissot, B., Espitalé, J., Deroo, G., Tempere, C., Jonathan, D., 1973.** Origin and Migration of Hydrocarbons in the Eastern Sahara (Algeria). *Proceedings of the 6th International Meeting of Organic Geochemistry*, 315–334.
- Zazoun, R. S. and Mahdjoub, Y., 2011.** Strain analysis of Late Ordovician tectonic events in the In- Tahouite and Tamadjert formations (Tassili-N-Ajjers area, Algeria). *Journal of African Earth Sciences*, 60, 63.

Liste des figures

Fig. 1 : Localisation géologique et géographique du bassin d'Illizi (Modifié à partir de l'Atlas de l'environnement de l'Algérie, 2011).....	2
Fig. 2 : Coupe géologique simplifiée à travers la plate-forme saharienne	3
Fig. 3 : Colonne lithostratigraphique synthétique des séries sédimentaires allant du Cambrien au Silurien Inférieur dans le bassin d'Illizi	6
Fig. 4 : Figure montrant l'unité II d'après Robertson, 2000.	8
Fig. 5 : Figure montrant l'unité III-1 et l'unité III-2 d'après Robertson, 2000.	10
Fig. 6 : Figure montrant l'unité III-3 d'après Robertson, 2000.....	12
Fig. 7 : Réponse diagaphique type du Gamma-Ray des Unités II, III-1, III-2, et III-3 (sondage IKF-1).....	20
Fig. 8 : Carte régionale du bassin d'Illizi avec les différents éléments du système pétrolier	31
Fig. 9 : Plan de situation des puits existants dans le périmètre OHANET-II (Rapport Sonatrach, 2011).....	34
Fig. 10 : Carte en isobathes au toit du réservoir Ordovicien.....	38
Fig. 11 : Carte en iso-épaisseur de l'unité IV-3.	40
Fig. 12 : Carte en iso-épaisseur de l'unité IV-2..	41
Fig. 13 : Carte en iso-épaisseur de l'unité IV-1..	42
Fig. 14 : Carte en iso-épaisseur de l'unité III-3.....	43
Fig. 15 : Corrélacion diagaphique réalisée à travers les puits P-1, P-4, P-3 et P-7, montrant le découpage de l'Ordovicien (Unité IV +Unité III)	44
Fig. 16 : Corrélacion diagaphique réalisée à travers les puits P-3, P-4 et P-5, montrant le découpage de l'ordovicien (Unité IV +Unité III).....	45
Fig. 17 : Carte en isoporosité de l'unité IV-3	46
Fig. 18 : Carte en isoporosité de l'unité IV-2	47
Fig. 19 : Carte en isoporosité de l'unité IV-1	48
Fig. 20 : Carte en isoporosité de l'unité III-3.....	49
Fig. 21 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-3.....	50
Fig. 22 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-2.....	51
Fig. 23 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité IV-1.....	52
Fig. 24 : Carte en iso-volume d'argile de l'unité III-3.....	53

Fig. 25 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité IV-3.	54
Fig. 26 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité IV-2.	55
Fig. 27 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité IV-1.	56
Fig. 28 : Carte en iso-volume de matrice de l'unité III-3	57
Fig. 29 : Carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-3.....	58
Fig. 30 : Carte en iso-saturation en eau de l'unité IV-1.....	59
Fig. 31 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité IV-3.....	61
Fig. 32 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité IV-3.....	61
Fig. 33 : Histogramme de porosité de l'unité IV-3	62
Fig. 34 : Courbe de distribution de porosité de l'unité IV-3	62
Fig. 35 : Histogramme de volume d'argile de l'unité IV-3.....	63
Fig. 36 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité IV-3.....	63
Fig. 37: Histogramme de saturation en eau de l'unité IV-3.....	64
Fig. 38 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité IV-3.....	64
Fig. 39 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité IV-2.....	65
Fig. 40 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité IV-2.....	65
Fig. 41 : Histogramme de porosité de l'unité IV-2	66
Fig. 42 : Courbe de distribution de porosité de l'unité IV-2	66
Fig. 43 : Histogramme de volume d'argile de l'unité IV-2.....	67
Fig. 44 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité IV-2.....	67
Fig. 45 : Histogramme de saturation en eau de l'unité IV-2	68
Fig. 46 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité IV-2.....	68
Fig. 47 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité IV-1.....	69
Fig. 48 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité IV-1.....	69
Fig. 49 : Histogramme de porosité de l'unité IV-1	70
Fig. 50 : Courbe de distribution de porosité de l'unité IV-1	70
Fig. 51 : Histogramme de volume d'argile de l'unité IV-1.....	71
Fig. 52 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité IV-1.....	71
Fig. 53 : Histogramme de saturation en eau de l'unité IV-1	72
Fig. 54 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité IV-1	72
Fig. 55 : Histogramme de l'épaisseur de l'unité III-3.....	73
Fig. 56 : Courbe de distribution de l'épaisseur de l'unité III-3.....	73
Fig. 57 : Histogramme de porosité de l'unité III-3.....	74
Fig. 58 : Courbe de distribution de porosité de l'unité III-3	74

Fig. 59: Histogramme de volume d'argile de l'unité III-3.....	75
Fig. 60 : Courbe de distribution de volume d'argile de l'unité III-3.....	75
Fig. 61 : Histogramme de saturation en eau de l'unité III-3	76
Fig. 62 : Courbe de distribution de saturation en eau de l'unité III-3	76
Fig. 63 : Plan de calcul	82

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Colonne lithostratigraphique type des bassins d'Illizi et de Berkine (Etablie par Henniche, 2002. D'après les documents de Dubois et al., 1967 ; Beuf et al., 1971 ; Khébala et Attar, 1980, Boudjema, 1987 ; Boumendjel, 1988 ;Bekkouche, 1992 ; Eschard et al., 2000)..... 5

Tableau 2: Résumé des différentes nomenclatures lithostratigraphiques utilisées pour le Cambro- ordovicien dans la plate-forme saharienne et dans l'Anti-Atlas marocain, ainsi que leurs équivalences dans le bassin d'Illizi. (Légèrement modifié d'après Sonatrach-Robertson, 2002)..... 19

Tableau 3 : Les systèmes pétroliers et les événements tectoniques dans le bassin d'Illizi. 26