

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

MEMOIRE DE MAGISTER

Présenté par :

DEBIANE KAHINA

Filière : Ressource Minérale et Energétique.

Option : Recherche et Prospection des Hydrocarbures et des Minéraux Utiles.

**CARACTERISATION ET EVALUATION DES RESERVOIRS
CAMBRO-ORDOVICIEN DE LA REGION TINRHERT DU BASSIN
D'ILLIZI-ALGERIE.**

Soutenu devant le jury :

Mr. SADAoui Moussa	Maître de conférences (A)	(UMBB) Président
Mr. CHAOUCHI Rabah	Professeur	(UMBB) Rapporteur
Mr. HAMDIDOUCE Rachid	Maître de conférences (A)	(USTHB) Examineur
Mr. ASSES Amar	Maître de conférences (B)	(UMBB) Examineur
Mr. ZELLOUF Khemissi	Maître de conférences (B)	(UMBB) Examineur

BOUMERDES 2015

يقع حوض إليزي في الجزء الجنوبي الشرقي من الصحراء الجزائرية، إنه يمثل كل من إفريقيا جنوب الصحراء الكبرى والشرق الجنوبي وهو اقليم النفط الهامة، و ينتج أساسا الغاز.

تينر هرت منطقة تقع في الجزء الشمالي الشرقي من حوض إليزي إنه ، يحتوي على سبع عشرة حقل للغاز التي هي خزانات العصر الديفوني ، كمبرو اوردوفيكي والسيلوري ، بينهم سبعة مع حلقة النفط. وهذا الأخير هو دراسة أرار الجنوبية، أرار الوسطى، شمال هورست إن أميناس وشمال إن أميناس تبلغ مساحتها 1350 كلم²، هذا هو مجمع يشبه هيكل احديدايي كبير مع التوجه شمال شمال شرق-جنوب جنوب غرب.

مخازن الصخور الرملية في كمبرو اوردوفيكي من مجمع شكلت من أسفل إلى أعلى بواسطة : الوحدة الثانية ، الوحدة III-III-1 ، الوحدة III-3 ، الوحدة IV-2 و الوحدة IV-3. هذه الخزانات المدمجة قليلة المعرفة هي في طريق الإستكشاف ، والتي سوف تكشف عن الغاز معين المحتمل في المستقبل القريب.

الأهداف الرئيسية للدراسة من هذه الخزانات يتم بناؤها حول المحاور التالية:
دراسة الهيكلية في هذا التحليل تعقيدا وتفصيلا من كسور العيانية على الجزر.
تتضمن دراسة الرسوبية وصفا مفصلا للجزر لتحديد سحنة الرئيسية و البيئة الترسيبية.
دراسة بتروغرافية هدفها هو وصف استقطاب المجهر من مؤلفاتهم المعدنية ، نوع الاسمنت ومعدل المسامية.
توصيف بتروفيزيائية .
دراسة الجيواحصائية وتقدير احتياطيات لتقييم إمكانات مختلف الخزانات .
نمذجة الخزان لاستكمال النموذج الجيولوجي (ثابت) ، كان في وقت متأخر لتطوير .
مشروع تنمية وتحسين معدلات استخراج النفط.

الكلمات الرئيسية : حوض إليزي، تينر هرت، كمبرو ووردوفيكي، الوحدة، خزان والتوصيف.

Abstract

The Illizi basin located in the South-Eastern part of the Algerian Sahara, it represents the southern area of the East Saharan syncline, it constitutes an important petroleum province and produces essentially gas.

The Tinrhert region is located in the northeastern part of the Illizi basin, it contains seventeen gas fields which are the Devonian, Cambro-Ordovician and Silurian reservoirs, including seven with oil mixture. Our work focuses on the Cambro-Ordovician reservoirs, which are located at Alrar South, Alrar Central, North and North Horst In Amenas with an area of 1350 km², it is a complex that looks like a large anticlinal structure with NNE-SSW orientation.

The sandstone reservoirs of this Cambro-Ordovician complex are formed from bottom to top: Unit II, Unit III-1, Unit III-3, Unit IV-2 and Unit IV-3. These reservoirs are compact and not well known, whose exploration is underway, which will reveal their potential, particularly of gas in the near future.

The main objectives of these reservoirs studies are built around the following axes:

- A structural analysis in this complex and detailed macroscopic description of fractures on carots.
- A sedimentological study includes a detailed description of carots to determine the main facies and depositional environment.
- A petrographic study whose purpose is the description on polarizing microscope of their mineralogical compositions, the type of cement and porosity rate.
- A petrophysical characterization
- A geostatistical study and reserves estimation to evaluate the potential of different reservoirs.
- A reservoir modeling to produce a geological model (static) to elaborate a development project and optimize oil recovery.

Keywords: Illizi Basin, Tinrhert, Cambro-Ordovician, unit, reservoir and characterization.

Résumé

Le bassin d'Illizi est localisé dans la partie Sud-Est du Sahara algérien, il représente l'ensemble méridional de la synéclyse Est saharienne, il constitue une importante province pétrolière, il produit essentiellement du gaz.

La région de Tinrhert est située dans la partie Nord-Est du bassin d'Illizi, elle contient dix-sept gisements de gaz qui sont les réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro-Ordovicien, dont sept avec anneau d'huile. Notre travail se focalise sur les réservoirs Cambro-Ordovicien. Ces derniers consiste à étudier la région Alrar Sud, Alrar Centre, Nord In Amenas et Nord Horst In Amenas avec une superficie de 1350 km², c'est un complexe qui se présente comme une grande structure anticlinale d'orientation NNE-SSE.

Les réservoirs gréseux de ce complexe Cambro-Ordovicien sont formés de bas en haut par: Unité II, Unité III-1, Unité III-3, Unité IV-2 et Unité IV-3. Ces réservoirs sont compacts peu connus, dont l'exploration est en cours, ce qui permettra de connaître leur potentialité notamment en gaz dans un futur proche.

Les principaux objectifs de l'étude de ces réservoirs s'articule autour des axes suivant :

- Une analyse structurale effectuée dans ce complexe et une analyse macroscopique détaillée des fractures sur les carottes.
- Une étude sédimentologique comprend une description détaillée des carottes afin de déterminer les principaux faciès et leur milieu de dépôt.
- Une étude pétrographique dont l'objet est la description au microscope polarisant de leurs compositions minéralogiques, le type de ciment et le taux de porosité.
- Une caractérisation pétrophysique.
- Une étude géostatistique et une estimation des réserves pour évaluer le potentiel des différents réservoirs.
- Une modélisation des réservoirs pour réaliser un modèle géologique (statique) a fin d'élaborer un projet de développement et d'optimiser la récupération des hydrocarbures.

Mots clés : Bassin d'Illizi, Tinrhert, Cambro-Ordovicien, unité, réservoir et caractérisation.

Dédicaces

Je dédie ce travail à mon cher *Mari Sofiane* et notre futur bébé qui arrivera dans quelques semaines.

À mes chers *Parents* pour leurs encouragements et leur soutien moral.

À mes chers frères *ALI* et *Mohand Ouali*, mes sœurs *Melha*, *Dahia* et leurs époux *Kamel* et *Amirouche*, sans oublier mon neveu *Walid* et mes deux chères nièces *Anais* et *Lina*.

À mes *beaux Parents*, mes beaux frères *Nourdine*, *Mourad* et leurs femmes *Djadjiga* et *Malika*, *Belaid*, *Madjid*, mes belles sœurs *Nadia*, *samia*, *lynda* et leurs époux *Kamel*, *Ismail* et *Karim* ainsi *Lila*, les petits *Helena*, *Ania*, *Rissal*, *Samy*, *Aylane*, *Walid* et *Asma*, sans oublier leur chère *grand-mère*.

À toutes mes amies *Ouiza*, *Sabrina*, *Douniazed*, *Lila*, *Rym*, *Sihem*, *Macylia*, *Fahima*, *Fazia*, *Faiza* et *Fayrouz*.

Remerciements

Avant de présenter les résultats de cette thèse, je tiens à remercier tout d'abord Notre **Dieu** le tout puissant pour m'avoir donné la force, le courage et la santé pour arriver à finir ce travail.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance à toutes les personnes si nombreuses qui ont participé à la maturation et à l'achèvement de ce travail, tant par leur collaboration scientifique et technique que par leurs encouragements, leur confiance ou simplement par leur amitié.

Au terme de ce travail, je remercie mon promoteur **Monsieur R. CHAOUCHI** de m'avoir encadré à aborder ce sujet, surtout pour sa disponibilité, et pour ses conseils afin de l'accomplir.

Je présente mes sincères remerciements aux membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter de juger mon travail.

Je remercie aussi l'ensemble des enseignants de l'INH qui ont contribué à ma formation.

Mes gratitudes les plus sincères vont à **Monsieur B. MALEK** directeur de la direction Assets Est de la division Exploration Boumerdes de m'avoir accepté au niveau de sa direction, le chef de département du bassin d'Illizi **Mrs M. BELANBRI**, **Mr R. TIGUERTIOUINE** et à tout le personnel du bassin d'Illizi.

Le chef de département Monsieur **TARBEH** du pôle Sud de la division PED, **Mrs BENKHOUIDER**, **Mrs AISSA**, **Mrs SKENDER**, **M^{me} S.GUISSOUM**, **M^{me} D.MEBBANI**, **M^{me} ASSIA**, **M^{me} MALIKA**, **M^{me} S. TALAMALI** et tout le personnel du pôle Sud.

Je remercie mes très chers **Parents, mes frères, mes sœurs** pour leurs encouragements, mon cher **Mari** pour son aide, sa compréhension et sa patience et toute ma belle famille du petit au grand, sans oubliée **M^{elle} S. KATI (D. Exploration)**, **M^{elle} D. ZERDANE**, **M^{me} L.DJEFFEL**.

Enfin, mes chaleureux remerciements s'adressent à toute personne qui a contribué de près ou de loin dans la réalisation de ce mémoire.

SOMMAIRE

Introduction	01
I. Généralités	
I.1. Généralités sur le bassin d'Ilizi.....	02
I.1.1. Situation géographique	02
I.1.2. Cadre géologique du bassin d'Ilizi.....	03
I.1.3. Historique d'exploration dans le bassin.....	07
I.2. Les différents gisements de la région de Tinrhert	08
I.3. Le complexe cambro-ordovicien de la région.....	09
I.3.1. Situation géographique.....	09
I.3.2. Cadre géologique.....	10
I.3.3. Historique des travaux dans la région.....	13
I.4. Le système pétrolier.....	14
I.4.1. Roches mères.....	15
I.4.2. Roches réservoirs	18
I.4.3. Roches couvertures.....	18
I.4.4. Le piégeage des hydrocarbures	18
II. Etude Structurale	
II.1. Introduction.....	19
II.2. Méthodologie.....	21
II.3. Évaluation Structurale	22
II.4. Interprétation structurale des différents gisements.....	29
II.4.1. Alrar centre	29
II.4.2. Horst Nord In Amenas	29
II.4.3. Nord In Amenas	31
II.5. Etude de la fracturation.....	32
II.5.1. Le puits P-20.....	32
II.5.2. Le puits P-32.....	34
II.5.3. Le puits P-29.....	35

SOMMAIRE

II.5.4. Le puits P-31.....	36
II.6. Conclusion.....	37

III. Caractérisation Sédimentologique

III.1. Introduction.....	38
III.2. Description des unités réservoirs.....	38
III.2.1. Réservoir de l'unité II.....	38
III.2.2. Réservoir de l'unité III	46
III.2.3. Les réservoirs de l'unité IV ou complexe terminal.....	51
III.3. Interprétation des corrélation diagraphiques	69
III.3.1. Introduction.....	69
III.3.2. Profil de corrélation NE-SW	69
III.3.3. Profil de corrélation NW-SE	73
III.3.4. Profil de corrélation E-W	75
III.4. Reconstitution des milieux de dépôt	77
III.4.1. Milieu fluviatile	77
III.4.2. Milieu Tidal.....	78
III.4.3. Milieu marin.....	79
III.5. Conclusion.....	82

IV. Etude Pétrographique

IV.1. Introduction.....	83
IV.2. La composition minéralogique des différentes roches observées	83
IV.2.1. Le puits P-20.....	83
IV.2.2. Le puits P-32.....	89
IV.2.3. Le puits P-29	92
IV.2.4. Le puits P-31.....	95
IV.3. conclusion.....	100

SOMMAIRE

V. Caractéristiques Pétrophysiques

V.1. Introduction.....	104
V.2. Interprétation des différentes cartes réalisées au niveau du complexe Cambro-Ordovicien.....	104
V.2.1. Interprétation des cartes en isoporosité des différentes unités	104
V.2.2. Interprétation des cartes en isoperméabilité des différentes unités.....	109
V.2.3. Interprétation des cartes de saturation en gaz des différentes unités.....	113
V.2.4. Interprétation des cartes en isopaques totales des différentes.....	117
V.2.5. Interprétation des cartes en isoépaisseurs utiles des différentes unités.....	121
V.2.6. Interprétation des cartes en iso-argilosité des différentes unités.....	125
V.3. Interprétation de la corrélation diagraphique des réservoirs Cambro-Ordoviens	130
V.4. Conclusion.....	130

VI. Etude Géostatistique

VI.1.Introduction.....	132
VI. 2. Etude géostatistique.....	132
VI.2.1.Introduction.....	132
VI. 2.2. Méthodologie.....	132
VI. 3. Interprétation des histogrammes de porosité et de perméabilité.....	133
VI. 3.1. Unité II.....	133
VI.3.2. Unité III-1.....	135
VI. 3.3. Unité III-3.....	137
VI. 3.4. Unité IV-2.....	139
VI. 3.5. Unité IV-3.....	141
VI.4. Corrélation entre la porosité et la perméabilité des différentes unités.....	143
VI.4.1. Introduction.....	143
VI. 4.2. Interprétation des courbes de corrélation	143
VI. 4.2.1. Unité II.....	143

SOMMAIRE

VI. 4.2.2. Unité III-1.....	144
VI. 4.2.3. Unité III-3.....	144
VI. 4.2.4. Unité IV-2.....	145
VI. 4.2.5. Unité IV-3.....	147
VI .5. Conclusion.....	149

VII. Modélisation des réservoirs

VII. 1. Introduction	150
VII. 2. Méthodologie.....	150
VII.2.1. Chargement des données	150
VII.2.2. Modélisation structurale.....	151
VII.2.2. Modélisation stratigraphique.....	153
VII.3. Modélisation des facies et les propriétés pétrophysiques.....	154
VII.3.1. Modélisation des facies	154
VII.3.2. Modélisation pétrophysiques.....	154
VII.4. Interprétation des modèles pétrophysique et du modèle faciès.....	155
VII.4.1. Modèle de porosité.....	155
VII.4.2. Modèle de perméabilité.....	156
VII.4.3. Modèle de saturation en eau	156
VII.4.4. Modèle de facies	156
VII.5. Conclusion	156

VIII. Estimations des Réserves

VIII.1. Introduction.....	157
VIII.2. Classification des réserves.....	157
VIII.2.1. Réserves prouvées en place.....	157
VIII.2.2. Réserves probables.....	157
VIII.2.3. Réserves possibles.....	158
VIII.3. Classification des réserves dans la région d'étude.....	158
VIII.4. Evaluation des réserves.....	158

SOMMAIRE

VIII.4.2. Evaluation des réserves de gaz par la méthode volumétrique.....	159
VIII.4.1 .Détermination de la superficie productive F.....	159
VIII.4.2 .Détermination de l'épaisseur utile hu.....	160
VIII.4.3 .Détermination du coefficient de la porosité ouverte Φ	160
VIII.4.4 .Détermination du coefficient de la saturation en gaz S_g	161
VIII.4.5. Détermination de la pression.....	162
VIII.4.6. Détermination de la température.....	162
VIII.4.7. Coefficient de compressibilité.....	162
VIII.5.Estimation des Réserves pour chaque unité.....	165
VIII.6. Conclusion.....	166
Conclusion Générale	167
Recommandations	169
Bibliographie	

Introduction

Introduction

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

La zone de Tinrhert est située dans la partie Nord Est du bassin d'Illizi où un grand projet de recherche, d'exploration et de développement est installé par l'entreprise nationale d'hydrocarbures. Ce projet de Tinrhert concerne dix-sept gisements de gaz, dont sept avec anneau d'huile dont les principaux réservoirs producteurs de gaz sont les réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro-Ordovicien.

Le complexe Cambro-Ordovicien de cette région consiste à étudier Alrar Sud, d'Alrar Centre, Nord In Amenas et Nord Horst In Amenas. Ce complexe se présente comme une grande structure anticlinale d'orientation NNE-SSW situé dans le Sud- Est de Tinrhert dans le périmètre d'In Amenas avec une superficie de 1350 km².

Le complexe Cambro-Ordovicien est subdivisé en 5 unités réservoirs formés de bas en haut comme suit :

- Unité II.
- Unité III-1.
- Unité III-3.
- Unité IV-2.
- Unité IV-3.

Les réservoirs Cambro-Ordovicien sont considérés comme les plus importants réservoirs pétroliers dans les bassins paléozoïques algériens, ils sont constitués d'un faciès hétérogène caractérisé par de faibles productions initiales de gaz améliorés par fracturation, dû essentiellement au fait qu'ils sont compacts, palliant ainsi aux faibles caractéristiques matricielles.

Ce travail est en étroite relation avec la thématique du Tight Gas, dont l'objectif est la caractérisation des réservoirs Cambro-Ordovicien et l'évaluation quantitative de leur potentialité.

Aussi, les réservoirs de gaz peu perméables (Tight Gas Reservoirs) présentent un énorme potentiel de ressources. Ces réservoirs se caractérisent par une porosité moyenne, associée à une très faible perméabilité de matrice.

Dans cette direction, une caractérisation suivie d'une modélisation des réservoirs s'impose.

Compte tenu de ce qui précède, notre but est de développer un meilleur schéma d'exploitation et d'optimiser la récupération des hydrocarbures.

Chapitre I

Généralités

I.1. Généralités sur le bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi situé dans le Sahara Sud Oriental, représente l'ensemble méridional de la synéclyse Est saharienne appelée également province Berkine- Ilizi.

I.1.1. Situation géographique

Le bassin d'Ilizi est localisé dans la partie Sud-Est du Sahara algérien. Il s'étend sur un alignement Nord-Sud d'environ 700 Km. Sa largeur dépasse 300 Km et ce jusqu'à la frontière Algéro- Libyenne, sa superficie est de 108 424 km² (Fig. I.1).

Ses limites géographiques s'établissent comme suit :

- Au Nord par la latitude 29 °30'N et au Sud par la latitude 26° 30'N.
- A l'Ouest par le méridien 6° 00' E et 10°00' E.

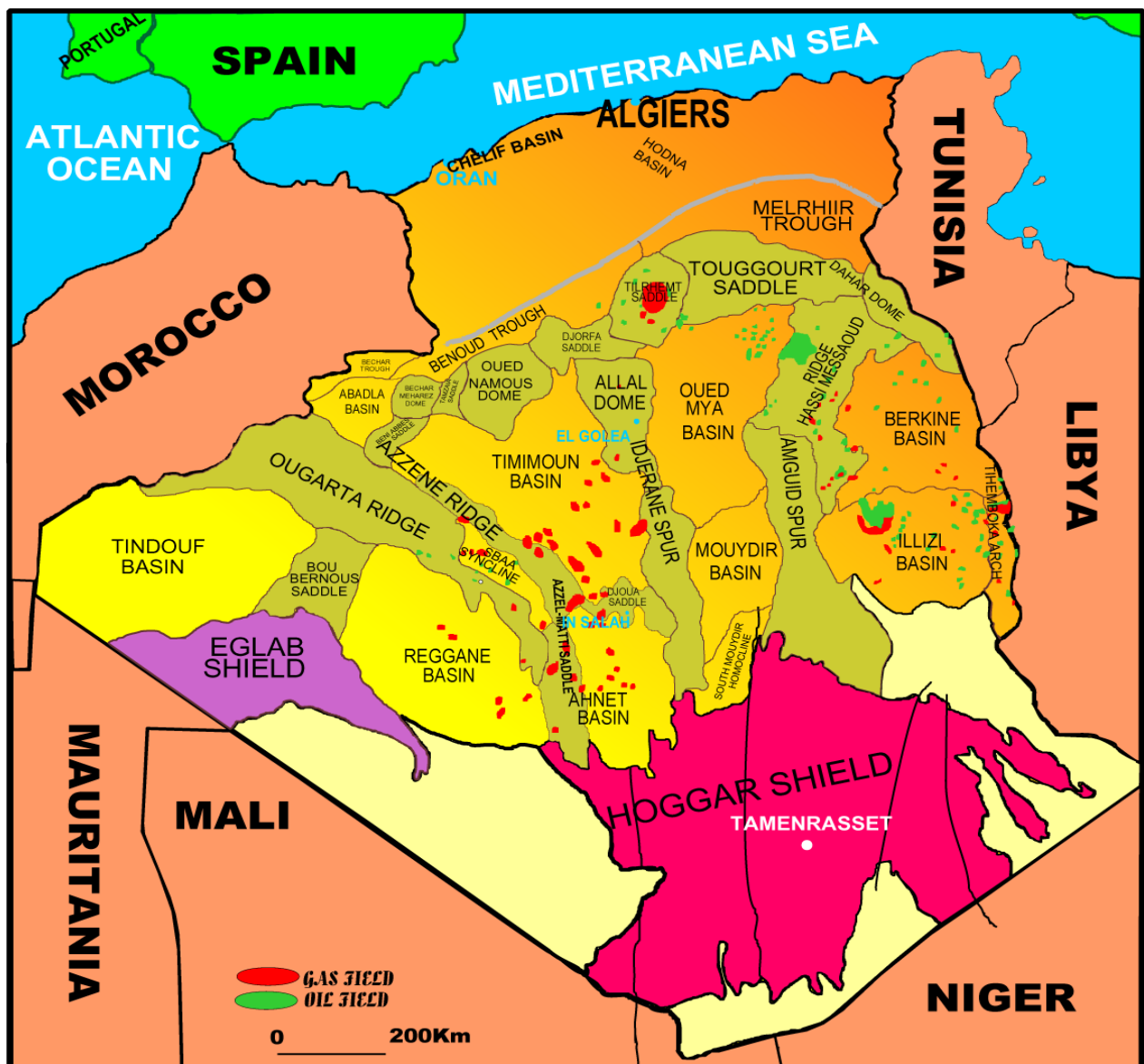


Fig. I.1. Localisation du Bassin d'Ilizi (Rapport Sonatrach, 2009).

I.1.2. Cadre géologique du bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi est limité (Fig. I.2 et I.3) par le môle de Tihemboka vers la frontière Libyenne à l'Est, le massif Précambrien du Hoggar au Sud, le môle d'Amguid El-Biod à l'Ouest, tandis qu'au Nord ce bassin est séparé de celui de Berkine par une structure dirigée Est Ouest appelée le môle d'Ahara dont l'expression en affleurement est représenté par le plateau de Tinrhert.

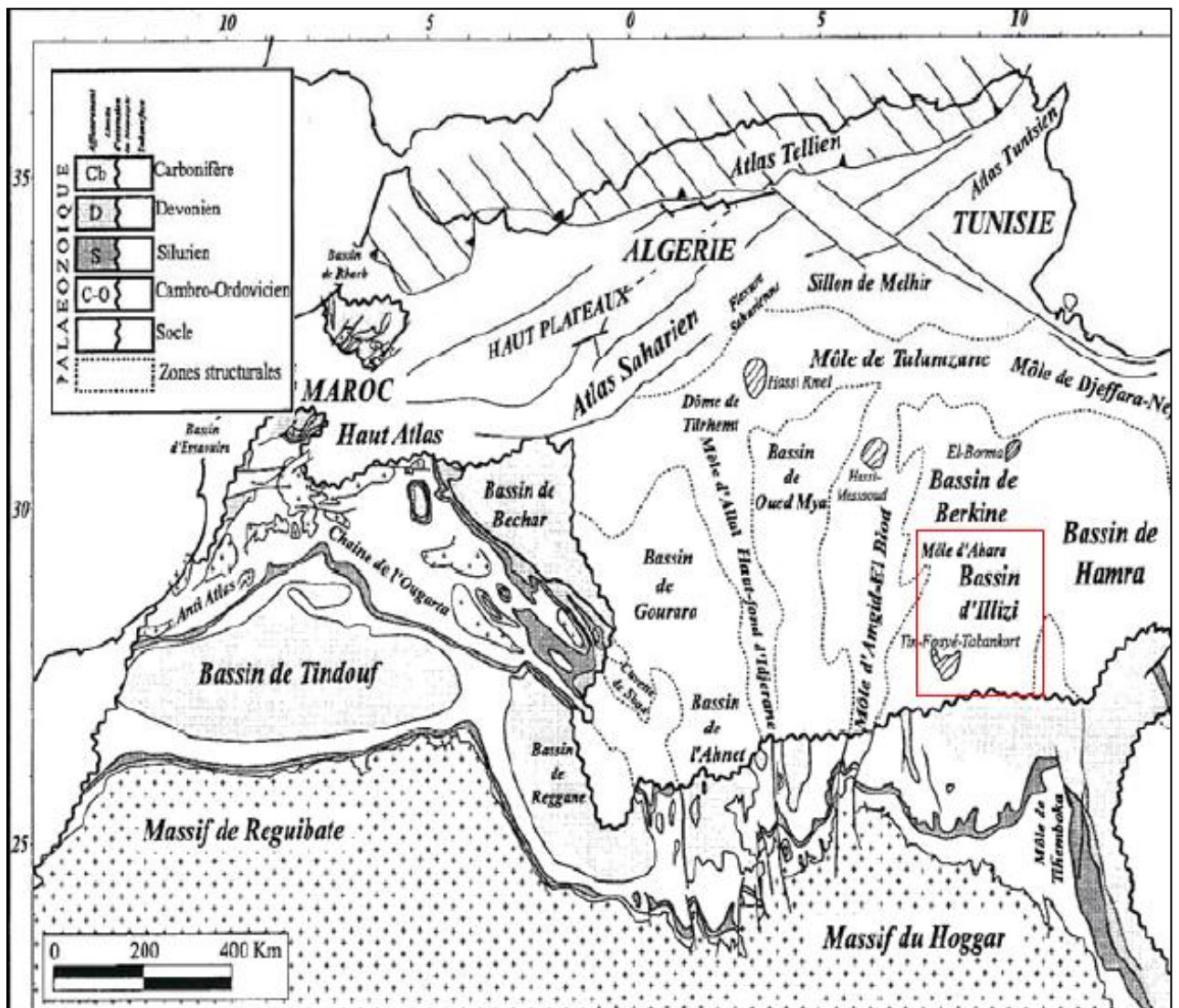


Fig. I.2. Carte des principaux éléments morpho-structuraux de la plate-forme saharienne et localisation du bassin d'Ilizi (In BOUBAHZIZ Makhlof, 2012).

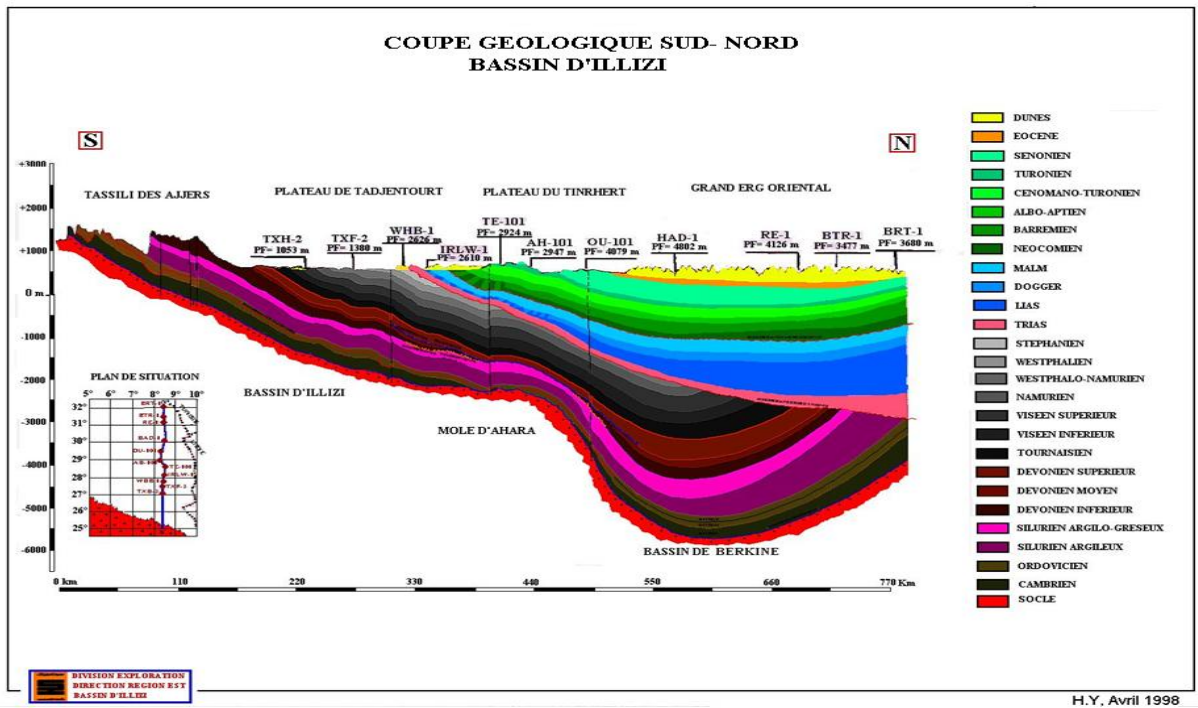


Fig. I.3. Coupe géologique de direction N- S du bassin d'Illizi (Division Exploration, 1998).

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 [5] et [26] (Fig. I.4).

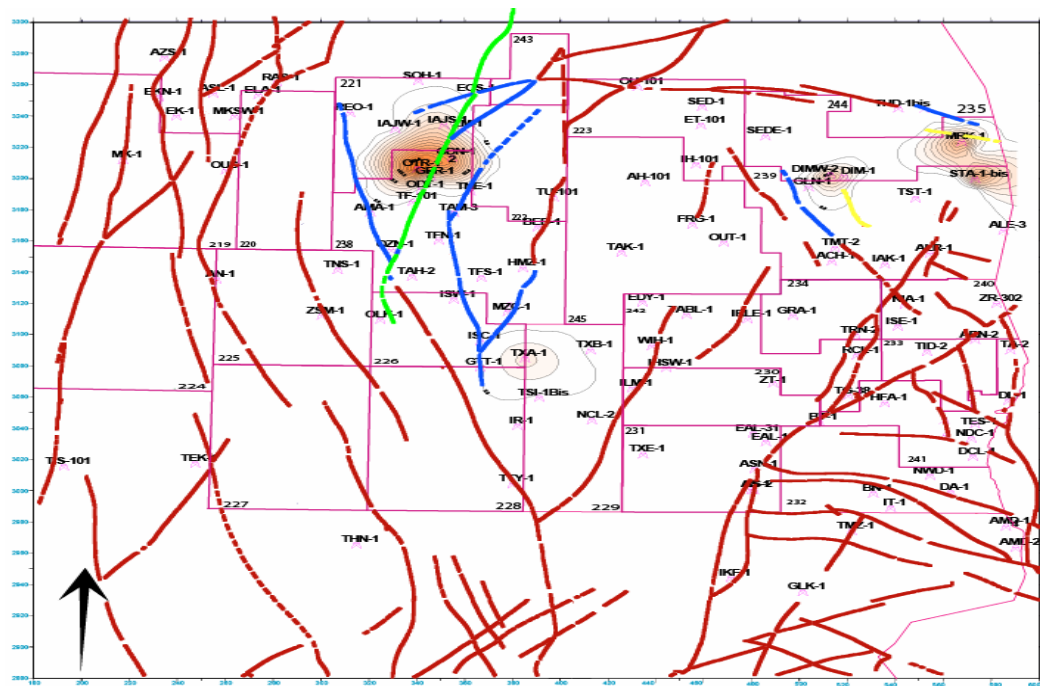


Fig. I.4. Carte structurale montrant les directions structurales dans le bassin d'Illizi (Mouley, CC et al, 2007, In Boubahziz 2012).

➤ Stratigraphie

Les séries paléozoïques, essentiellement détritiques du bassin d'Illizi, présentent des épaisseurs pouvant dépasser 8000 mètres.

Elles sont structurées par les déformations des cycles orogéniques calédono-varisques [12] et [10].

La série sédimentaire méso-cénozoïque qui affleure au Nord du bassin d'Illizi est peu épaisse (< 850 mètres) et discordante sur le Paléozoïque [7], [3] et [33].

Comme dans les autres bassins orientaux de la plate forme saharienne, les séries paléozoïques ont enregistré trois évolutions tectono-sédimentaires, Paléozoïques, Mésozoïques et Cénozoïques.

Les événements tectoniques, contre coups de l'orogénèse varisque, ont joué un rôle prépondérant dans la structuration, l'exhumation et la destruction de ces séries sédimentaires [21] (Fig I.5).

D'après [16], les sédiments paléozoïques, subdivisés en huit mégaséquences mettent en évidence une succession de cycles transgressifs et régressifs qui ont permis d'identifier les principaux faciès définissant les roches réservoirs, couverture et les roches mères. Ces mégaséquences observées à l'échelle sismique montrent l'existence de deux roches mères (Silurien inférieur et Dévonien supérieur) caractérisées par des pics de transgression.

D'après les données d'affleurements et de subsurfaces [14], on distingue dans le Paléozoïque de la plateforme algérienne six séquences du second ordre qui correspondraient à des événements majeurs, comme (1) l'événement tectonique [4] et [13]; (2) la glaciation fini-ordovicienne [3]; (3) l'évènement tectonique hercynien [7], [3], [19] et [34]; et (4) une baisse du niveau marin (cycle eustatique).

L'intervalle Cambro-Ordovicien est défini par la présence de grés typiques du système fluviatile et séparés par des passées d'argiles caractérisant un milieu marin profond. Des discontinuités majeures subdivisent cet intervalle en trois grandes mégaséquences. La succession des réservoirs Cambro-Ordovicien comporte quatre unités stratigraphiques (Unités: I à IV) [3].

La succession allant du Cambrien au Silurien inférieur peut être subdivisée en trois séquences qui représentent essentiellement la sédimentation pré-glacière, syn-glacière et post glacière [22] (Fig I.9).

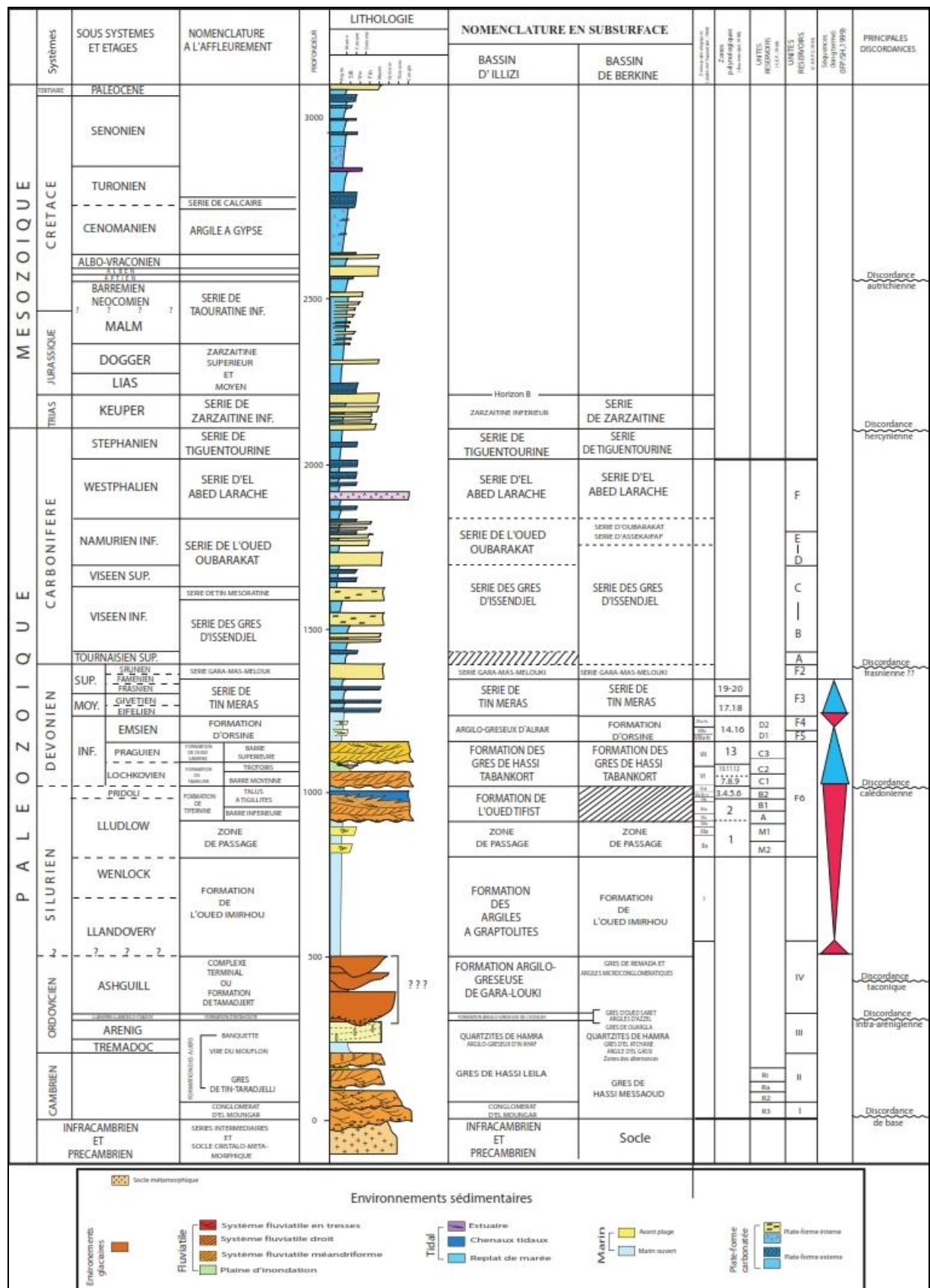


Fig. 1.5. Coupe lithostratigraphique type du bassin d'Illizi (Messaouda Henniche, 2002).

I.1.3. Historique d'exploration dans le bassin

Les premiers travaux de recherche pétrolière en Algérie remontent au début du XX^{ème} siècle par les géologues explorateurs Français, [23] est le premier qui a décrit les formations paléozoïques du bassin d'Illizi (the lower paleozoic succession du tassili). La lithostratigraphie du Silurien et du Dévonien sont décrites à partir des affleurements du Paléozoïque inférieur aux Tassilis N'ajers en Algérie [19]. Ces auteurs ont proposé une nomenclature lithostratigraphique et une définition sédimentologique des formations ainsi que l'identification et l'interprétation des principales inconformités du Paléozoïque inférieur.

Les études importantes ont cependant débuté après la seconde guerre mondiale vers 1946 et avec l'arrivée des compagnies pétrolières, les premières découvertes de 1956 -1958 dans le bassin d'Illizi (Edjeleh, Zarzaitine) ont intensifié les travaux d'exploration par les sociétés : CREPS, CEP, SNPA et SNREPAL.

Ceci a joué un rôle décisif dans l'étude de ces régions dont l'accès est difficile et abouti à une analyse plus précise des formations.

Depuis, une accumulation considérable de données et le développement de méthodes de plus en plus sophistiquées firent progresser les connaissances géologiques sur ce bassin. Parmi les publications qui témoignent de cet effort, on peut citer celles de [11], [24], [8], [1] et [33].

L'exploration s'est poursuivie avec l'introduction des permis de recherche pétrolière pendant les années 50. Les efforts se sont traduits par la découverte de Edjeleh (huile et gaz).

Le gisement est situé dans le sud-est du bassin, il est suivi par la découverte d'huile et de gaz à Zarzartine, dans les réservoirs Carbonifère, F2 (Dévonien supérieur), F4 (Dévonien inférieur) et l'Ordovicien en 1957.

En 1958, l'exploration s'est poursuivie avec le forage de NIA-1 (Nord In Amenas) qui a mis en évidence du gaz dans le F6, le F4 et le F2 du Dévonien .

En 1961, le gisement de gaz à condensat d'ALRAR a été découvert avec le puits AL-1. Ce puits a mis en évidence du gaz dans les barres gréseuses du Givetian-Eifelian (F3) dans l'Ouest d'Alrar [9]. Ce champ a été développé progressivement dans les dix années qui suivent.

L'année 1962 a connu une intense activité d'exploration avec le forage de 6 puits (NIA-2, WIA-1, ALS-1-2, INA-1 et TRG-1) qui ont tous donné des débits moyens à bons de gaz dans les réservoirs F2, F4 ; F6 et Ordovicien.

En 1964 les forages NIA-3 et NTR-1 ont donné de bons indices de gaz et d'huile dans le réservoir F6.

Durant l'année 1980 le forage de ISE-1 (In Issane) a donné de très faibles débits de gaz et de gazoline dans l'Ordovicien s'expliquant par la faible perméabilité du réservoir.

TRGE-1 a été foré en 1991, ses résultats étaient médiocres, n'a débité que 34 m³/h de gaz et des traces d'huile à cause des mauvaises caractéristiques pétrophysiques du réservoir Siluro-Dévonien [15].

Durant la dernière décennie, les activités d'exploration se sont intensifiées dans le bassin d'Illizi avec l'introduction de nouvelles techniques dans le domaine de l'acquisition de la sismique, du processing et du forage, et ont donné des résultats très positifs avec plusieurs découvertes à travers tout le bassin.

Pour conclure nous pouvons souligner que Plus de 413 puits d'exploration et 281 puits d'évaluation ont été forés avec un pourcentage de réussite de 23% [33].

I.2. 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 [27].

Le projet de Tinrhert concerne le développement de dix-sept gisements de gaz, dont sept avec anneau d'huile (*Fig. I.6*).

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 Dévoniens et Cambro-Ordoviciens) chevauche les deux périmètres d'exploration, Alrar Sud et In Amenas.

Dans notre travail on va se focaliser sur l'étude des réservoirs Cambro-Ordovicien de la région Alrar Sud, Alrar Centre, Nord In Amenas et Nord Horst In Amenas.

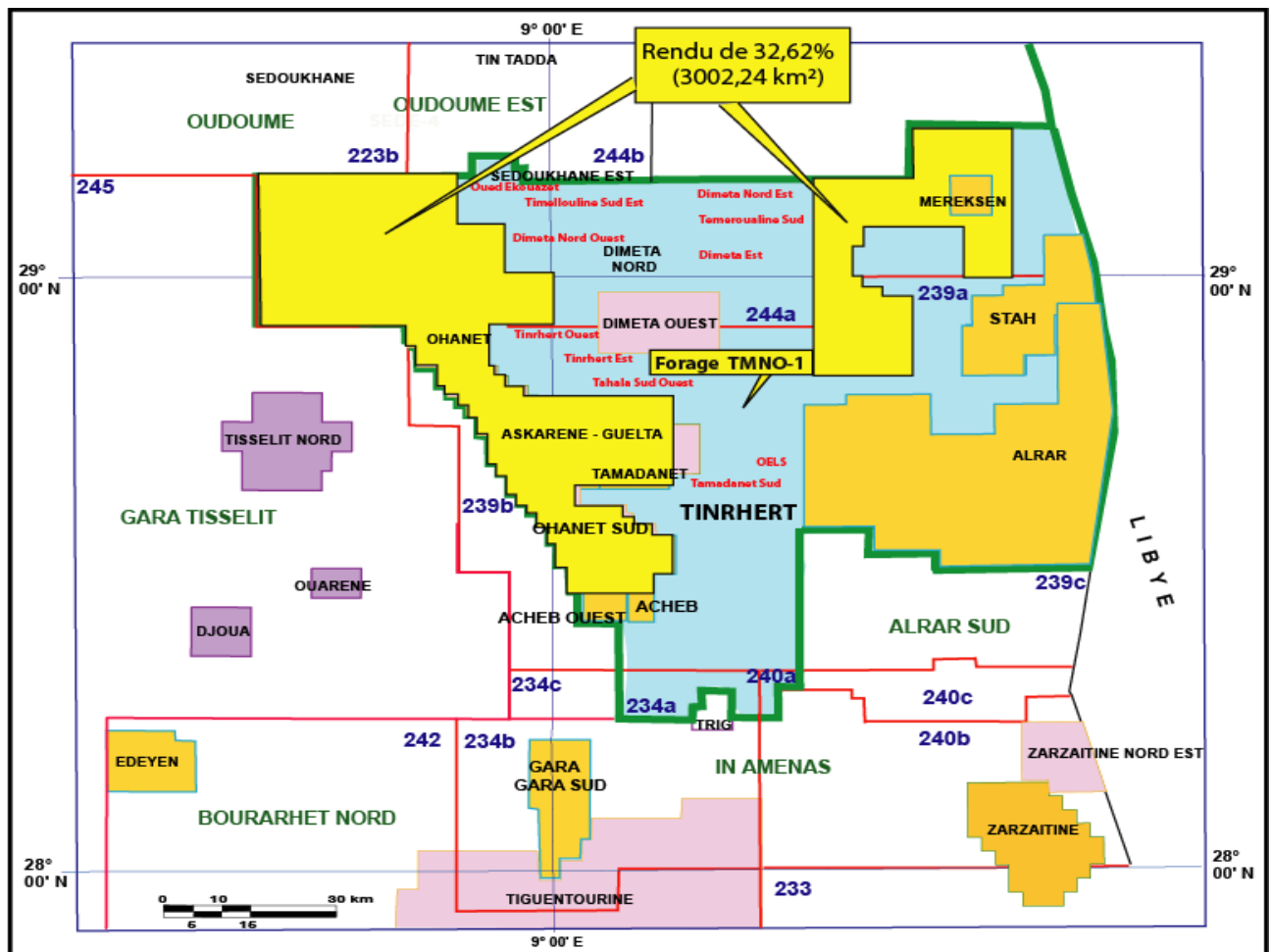


Fig. I.6. Plan de position des différents gisements de Tinrhert (Rapport Sonatrach, 2011).

I.3. Le complexe Cambro-Ordovicien de la région de Tinrhert

I.3.1. Situation Géographique

La zone d'étude est située dans le Sud- Est du bassin d' Illizi dans le périmètre d' In Amenas. Elle occupe la partie orientale de la dépression du bassin, limitée par les deux longitudes (9 ° 25' - 9 ° 35') Est méridien et deux latitudes (28 ° 05' - 28 ° 30') Nord équateur, à environ 6 km au Nord de la ville d' In Amenas, sur une superficie de 1350 km² (Fig. I.7).

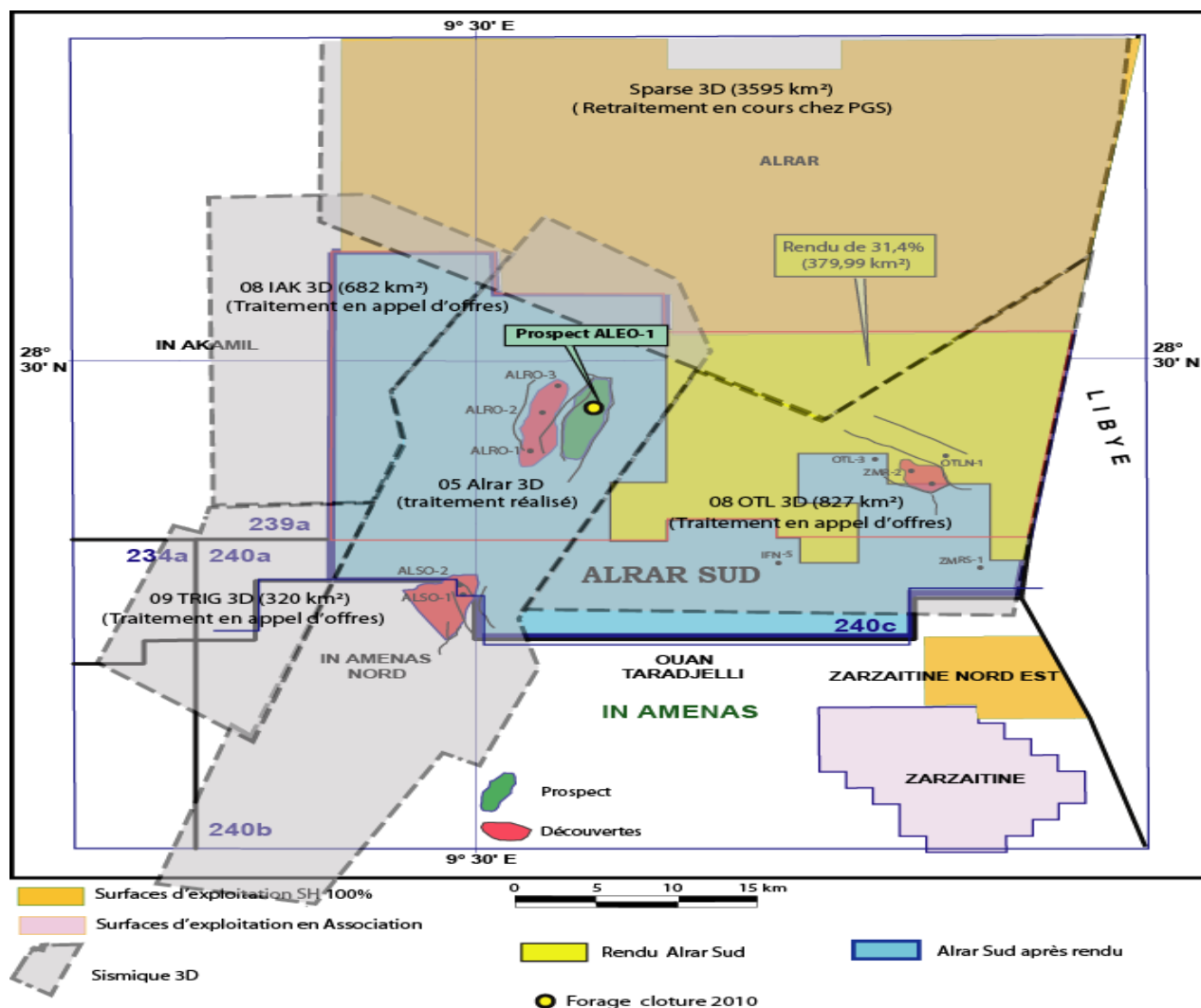


Fig. I.7. Situation géographique de la zone d'étude (Rapport Sonatrach 2011).

I.3.2. Cadre Géologique

La structure horst Nord In Amenas est située dans la partie Sud - Est du bassin d'Illizi, dans la zone d'affleurement de la formation Taouratine (Crétacé - Albien). Elle correspond au flanc occidental du môle de Tihemboka. Elle est limitée au Sud par les affleurements cambro-ordoviciens du Tassili N'Ajjer qui appartiennent au massif du Hoggar, à l'Ouest par la dorsale d'Amguid El Biod, et au Nord par le môle d'Ahara.

Cette région est située entre deux axes structuraux majeurs qui sont :

- A l'Ouest, l'accident du Fadnoun s'étend du Sud - Ouest vers le Nord- Est se prolonge sur plus de 400 Km du Hoggar à l'Erg Bourarhet, se prolongeant plus au Nord. Il est à l'origine de la création de nombreuses structures dont les plus importantes sont celles de Tiguentourine, la Reculée et le Horst d'Alrar.

C'est un accident profond qui a été hérité à partir des failles panafricaines affectant le socle cristallin et qui se sont réactivées durant le Paléozoïque et ultérieurement durant les phases tectoniques Autrichiennes et Alpine [28]. Il est à l'origine des variations importantes et rapides de rejets le long de ce trend, et forme une limite structurale nette de la région orientale du bassin d'Illizi.

- A l'Est l'axe Amasralad - Edjeleh - Zarzaitine suit le prolongement du grand axe structural de Tihembouka constitue aussi un important accident méridien. Cet accident se dédouble au Sud d'Edjeleh en donnant naissance à la faille de Hassi Ouan Abecheu (HOA) Gour El Laoud (GLD) au Sud de la zone d'étude. Il se distingue depuis Zarzaitine au Nord jusqu'en Libye au Sud. Ces deux grands axes structuraux ont joué un rôle primordial dans la distribution des sédiments à travers la partie orientale du bassin d'Illizi. Dans cette région, plusieurs phases tectoniques se sont succédées (Panafricaine, Taconique, Calédonienne, Hercynienne et Tertiaire).

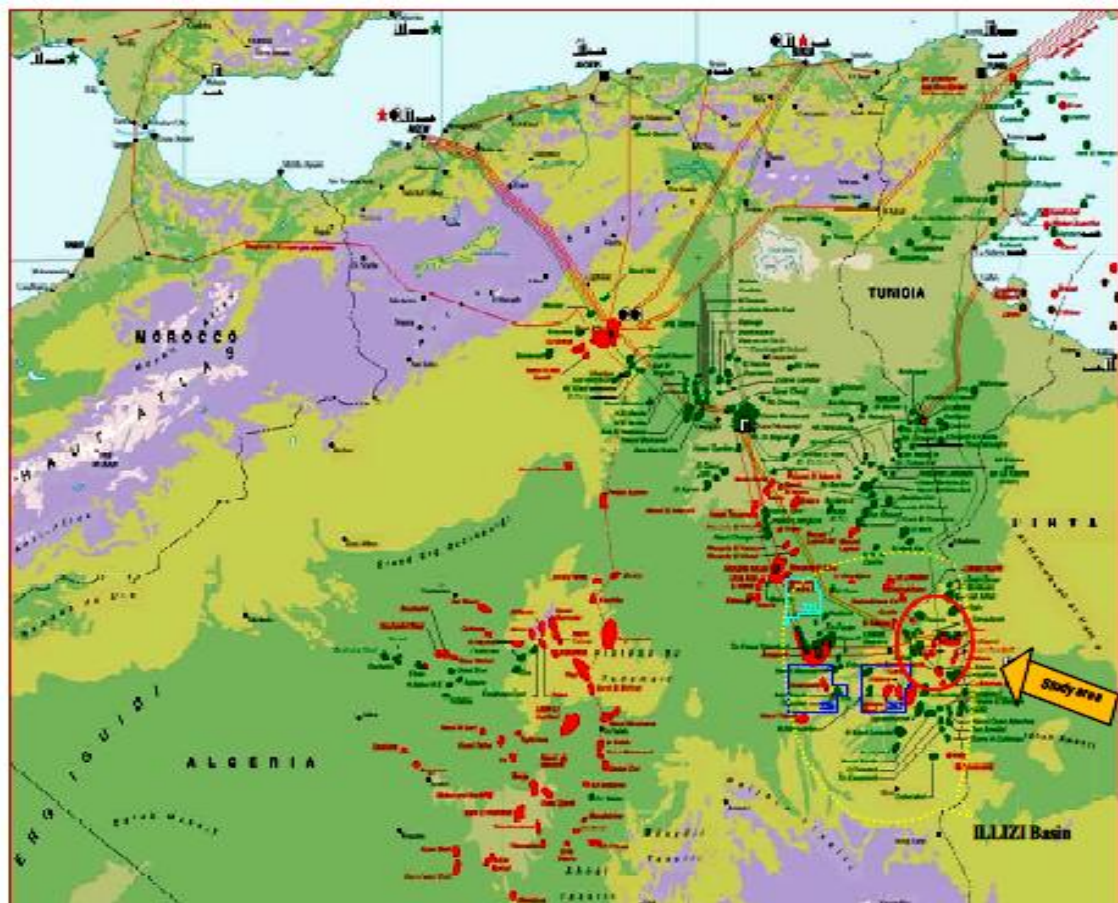


Fig. I.8. Localisation de la zone d'étude et les gisements de gaz et d'huile dans le bassin d'Illizi (Rapport Sonatrach 2009).

➤ 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 taconique, 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 [35].

Le Cambro-Ordovicien comprend trois unités II, III et IV, elles-mêmes découpées en sous-unités (Fig. I. 9).

- 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 [14] et [31]. Les grès 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 grès 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 grès 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 grès 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 [3].

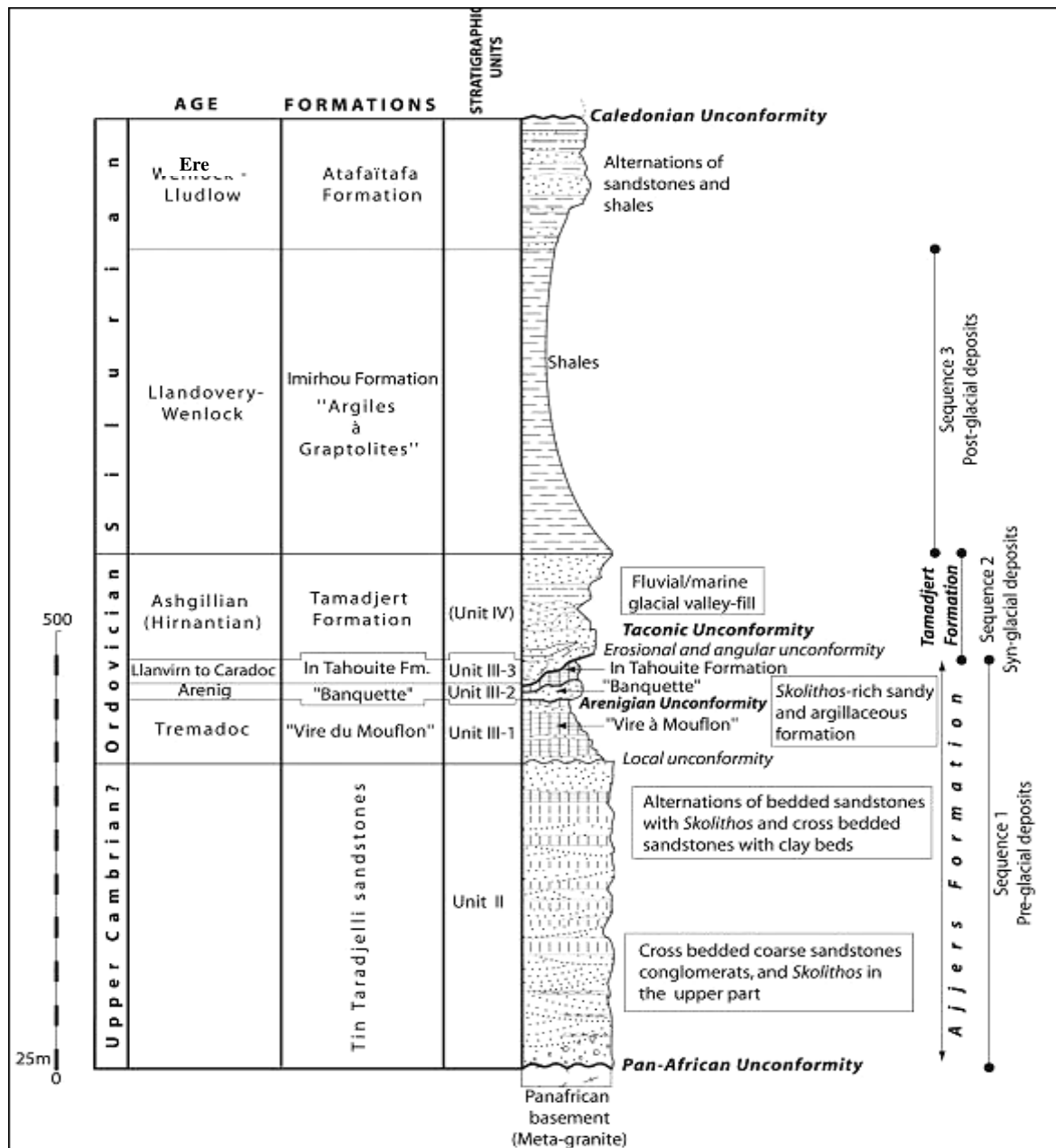


Fig. I.9. Log lithostratigraphique du Cambro-Ordovicien des Tassili N'Ajers (Beuf et al., 2002 et Galeazzi et al., 2010, modifié par Zazoun et al., 2011).

I.3.3. Historique des travaux dans la région

La recherche pétrolière dans les périmètres d'exploration de Tinrhert, Alrar Sud et In Amenas a débuté dans les années 1960, les premières découvertes furent les gisements de Zarzaitine, d'Alrar, Askarene, In Adaoui, Timedratine. L'exploration poursuivie durant les années soixante-dix de façon régulière avait mis en évidence d'autres découvertes de gisements comme Stah, Dimeta et Mereksen. Les gisements importants font l'objet d'une exploitation par Sonatrach en effort propre ou en association.

Les découvertes non développées sont nombreuses dans ces périmètres, parmi elles les dix-sept (17) structures citées dans le tableau ci-dessous, et qui sont considérées des plus importantes. Elles ont été sélectionnées pour constituer le projet de gaz du Tinrhert.

Un programme de 20 000 km de sismique 2D a été réalisé sur ces périmètres, et un volume sismique 3D, couvrant une superficie de 3595.5 km² a été également réalisé dans la partie orientale des périmètres de Tinrhert et Alrar Sud.

Au Cambro- Ordovicien, ce complexe a été reconnu par le forage ALR-1 (1959), ayant mis en évidence du gaz, avec un débit de 168 000m³/j. Un autre puits HNIA-1 foré en 2003 a été réalisé dans ce réservoir, et s'est avéré productif de gaz avec un débit de 88 920m³/j.

La nouvelle interprétation des données de sismique 3D acquises en 2005, de 600 km² couvrant la totalité de ce complexe a montré qu'il s'agissait d'une grande structure au Cambro-Ordovicien. Elle s'étend d'Alrar-Centre au Nord, jusqu'au Nord-In Amenas au Sud, en passant par Alrar Sud et Horst-Nord-In Amenas. D'autres puits ont été réalisés sur cette grande structure tels que : ALSO-1 (test : 230 000m³/j), ALRO-2 (test : 300 000m³/j), et qui ont donné des débits de gaz très appréciables. Au Dévonien, cette structure s'étend d'Alrar Sud au Nord à Nord-In Amenas au Sud elle comprend :

- La zone de NIA est reconnue par les puits NIA-1 foré en 1958, NIA-2, NIA-3 et NIA-4 avec la mise en évidence du gaz avec un débit de 78 000m³/j, du gaz à condensat dans le F2, F4 avec un débit de 105 600m³/j et du gaz avec un débit de 211 300m³/j, du gaz à condensat dans les grès du Siluro - Dévonien F6.

Ce champ a été mis en production le 1 Mars 1959 et la production cumulée de gaz a atteint environ 1 milliards de m³. Ce gisement est couvert par d'anciennes lignes sismiques 2D (80 km), acquises de 1962 à 1991. En 2006, un nouveau programme sismique 3D (Alrar Sud) a été réalisé par Sonatrach, englobant tout l'axe Alrar Centre – Nord In Amenas.

- La zone d'ALS a été reconnue par deux forages, ALS-1 en 1962 avec la mise en évidence du gaz avec un débit de 165 600 m³/j et ALS-2 qui a montré des indices de gaz dans les grès du Dévonien F4. Ce gisement est couvert par une sismique 3D en 2005.

I.4. Le système pétrolier

Les travaux d'exploration des hydrocarbures dans le bassin d'Illizi ont débuté durant les années cinquante. Les études réalisées par les compagnies pétrolières S.N REPAL et C.E.P avaient comme objectif l'exploration des réservoirs Dévono-Carbonifères.

Les premières découvertes d'hydrocarbure dans le bassin d'Illizi datent de 1956 à Edjeleh et 1957 à Zarzaitine, suivis par celles, d'Assekaïf, El Adeb Larache, Tiguentourine et la Reculée.

Tous ces gisements se situent à l'aplomb du grand trend structural de Fadnoun, qui constitue une limite régionale importante.

I.4.1. Roches mères

Le système pétrolier du bassin d'Illizi est associé aux roches mères du Silurien argileux, du Frasnien et du Dévonien moyen à supérieur. Des études plus récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien, très riche en matière organique ont généré des hydrocarbures (*Fig. I.10*).

Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensat et huile) dans la région d'étude.

Le taux de COT (Carbone organique total) de cette roche mère dans le bassin d'Illizi va de 1 à 11%. Les argiles les plus riches en COT se localisent à Tin Fouyé et vers la partie méridionale (Région de Fadnoun), tandis que les plus pauvres sont situés à l'Est et à l'Ouest, dans le môle de Tihemboka et Maôuar (*Fig. I.11*).

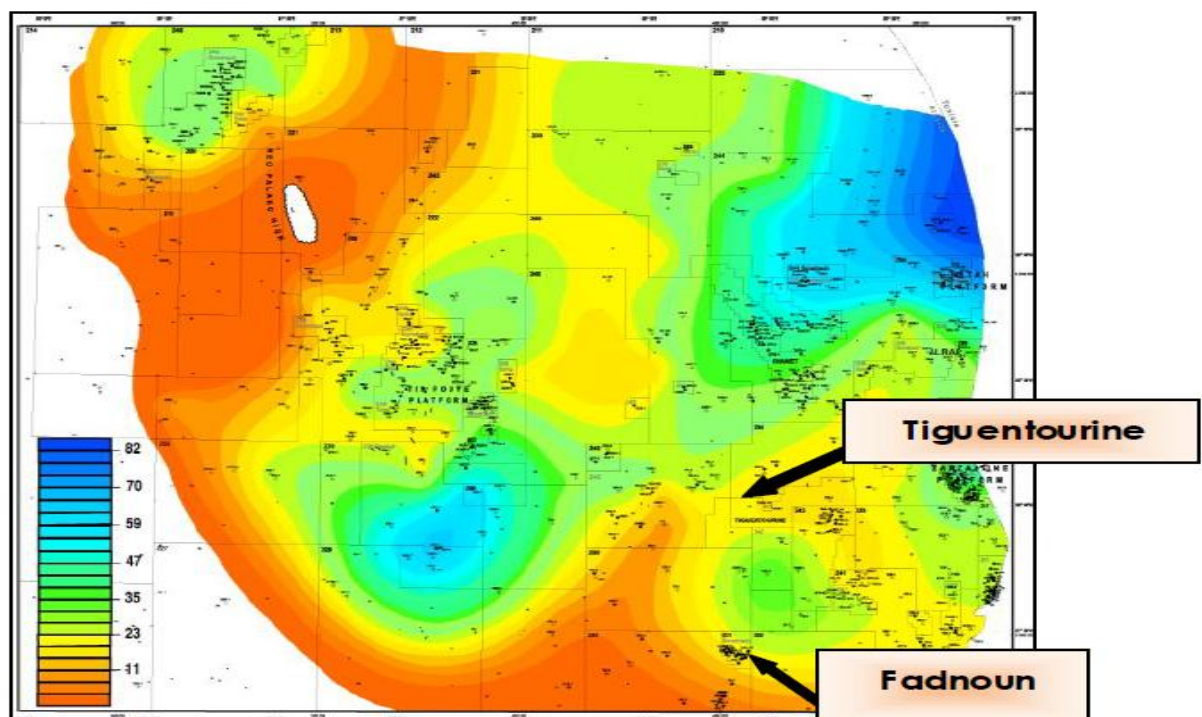


Fig. I.10. Carte en isopaques des argiles siluriennes radioactives du Silurien radioactif dans le bassin d'Illizi (Rapport Sonatrach, 2005).

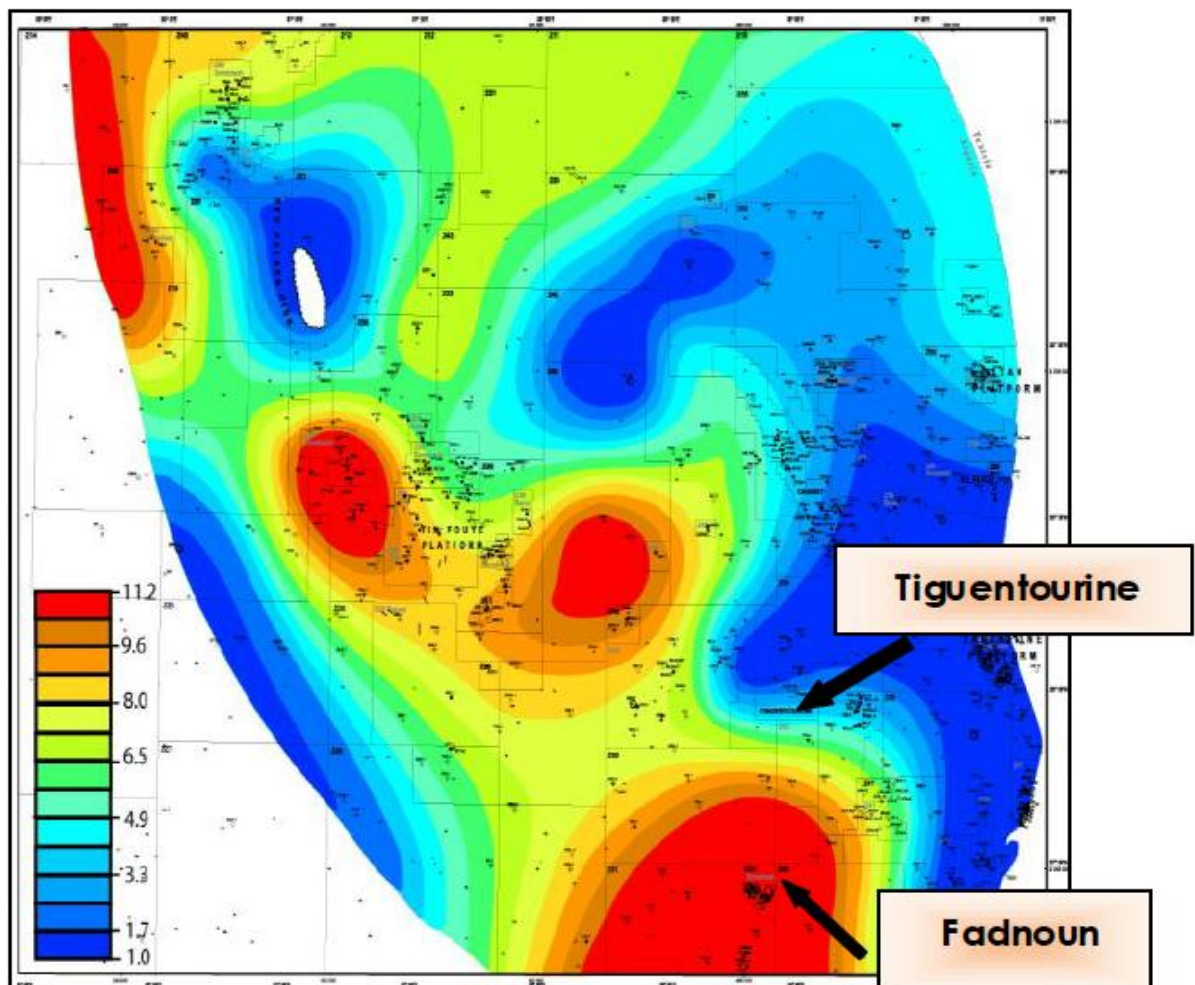


Fig. I.11. Carte des teneurs en COT du Silurien radioactif du bassin d'Illizi (Rapport Sonatrach, 2005).

La genèse des hydrocarbures dépend de la transformation de la matière organique des roches mères au cours de l'enfouissement, contrôlé par deux types de subsidences, tectoniques et sédimentaires. Il est bien admis que le bassin d'Illizi a subi deux cycles d'enfouissement séparés par la discordance hercynienne, marquant un arrêt de l'enfouissement.

➤ Le premier cycle d'enfouissement s'est achevé à la fin du Carbonifère supérieur et a généré de l'huile et très peu de gaz.

➤ Le deuxième cycle d'enfouissement commence au Trias, s'est achevé au Crétacé et a généré du gaz, cette phase de génération est importante dans la partie Nord Est du bassin d'Illizi.

La carte du degré de maturité de la matière organique de la roche mère silurienne dans le bassin d'Illizi montre une maturation faible à modérée au Nord Ouest qui varie du 10 à 40% dans le Gisement de Tin Fouyé et le Môle de Mâouar, et excellente dans la région de Fadnoun - Tiguentourine avec un taux de 90 % (Fig. I.12).

La superposition des cartes d'épaisseur des argiles radioactives, des taux de richesse en COT et de maturation de la matière organique, suggère que la partie Sud Est d'Ilizi, plus précisément la région de Fadnoun-Tiguentourine soit une zone à fort potentiel.

Un système pétrolier est défini par les éléments qui le constituent (roche mère, roche réservoir, roche couverture et pièges) et les processus de formation (expulsion et migration secondaire) nécessaires à la génération, la migration, l'accumulation et la préservation du pétrole et du gaz.

Les pièges structuraux ou stratigraphiques doivent être mis en place avant l'expulsion, la migration et l'accumulation des hydrocarbures dans les roches réservoirs.

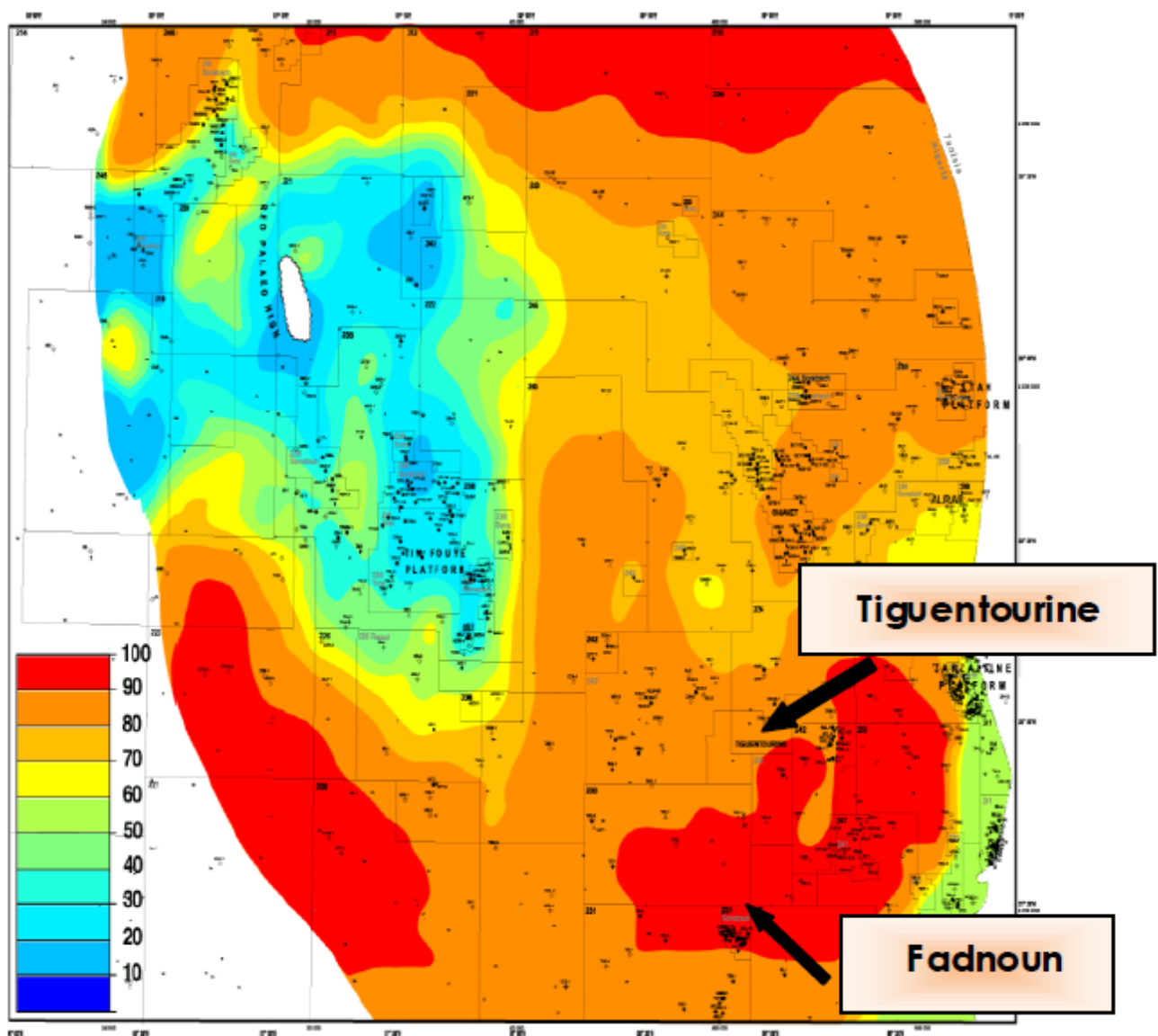


Fig. I.12. Carte de maturité de la matière organique du Silurien radioactif du bassin d'Ilizi
(Rapport Sonatrach, 2005).

I.4.2. Roches réservoirs

Les réservoirs principaux qui caractérisent le bassin d'Illizi sont localisés dans:

1. Le Cambro-Ordovicien représenté par les unités IV, III et II.
2. Le Silurien argilo-gréseux représenté par les unités M, A, B (F6).
3. Le Dévonien inférieur représenté par les unités C1, C2 C3 et F4.
4. Le Dévonien supérieur (Strunien (F2)) et le Carbonifère.

I.4.3. Roches couvertures

Les argiles du Silurien assurent le rôle de la couverture verticale des réservoirs Cambro-Ordovicien. La couverture est assurée latéralement par les failles.

A Illizi et à Tiguentourine ces roches couvertures sont:

1. Les argiles du Silurien, assurant la couverture des réservoirs Cambro-Ordoviens ;
2. La série argileuse du Dévonien supérieur (Frasnien et Fammenien), assurant l'étanchéité des réservoirs Dévonien inférieur [F6 (unités C), F5 et F4] ;
3. Les argiles du Carbonifère représentant la couverture des réservoirs Dévonien supérieur [Strunien (F2)] et Carbonifère.

I.4.4. Le piégeage des hydrocarbures

Dans la région d'étude les pièges sont souvent de type structural correspondant à des anticlinaux réguliers associés aux failles, d'orientation Nord Est - Sud Ouest et Nord Ouest –Sud Est et peuvent être diagénétiques particulièrement dans le Cambro-Ordovicien.

Les pièges mixtes peuvent exister, mais, sont plus difficiles à mettre en évidence et requièrent des techniques et des méthodes appropriées.

Chapitre II

Etude Structurale

II.1. Introduction

Le complexe cambro-ordovicien de (Alrar-Centre, Alrar Sud, Horst Nord In Amenas et Nord In Amenas) est situé à la verticale du grand accident bordier de Fadnoun-Assekaifaf-In Amenas et Alrar (*Fig. II.1*), long de plus de 300 kilomètres. Ce trend majeur, orienté NNE-SSW à NE-SW est un décrochement dextre, associé à des failles inverses à rejets verticaux d'une centaine de mètre [17]. Les structures plissées qui accommodent ces failles inverses impliquent une réorientation des axes de la déformation au cours du Paléozoïque. Ces déformations sont attribuées au contre coup de l'orogène hercynienne.

Le trend de Fadnoun (*Fig. II.1*) et les failles qui lui sont associées, les décrochements, les plis en échelon et les zones de cisaillement sont des excellents marqueurs de la déformation hercynienne, compatible avec un raccourcissement de direction (λ_3) N040, datée Viséen [7], vers la transition Carbonifère-Permien, ou plus probablement durant le Permien inférieur [19].

Une réactivation au cours du Mésozoïque suivie d'une tectonique au Cénozoïque n'est pas exclue [7] et [18]. Selon ces derniers auteurs, ces événements tectoniques débuteraient au Crétacé. Elles seraient le résultat de la réactivation des décrochements subméridiens, d'échelle lithosphérique qui structure le Hoggar, en réponse à l'ouverture de la ride Medio atlantique et du rifting le long du graben central africain (*Fig. II.2*). La déformation crétacée inférieure est exprimée par la réactivation en transpression du grand trend Amguid-El Biod orienté NNE-SSW, (λ_3) N070 [16]. Cet événement est particulièrement important à l'aplomb de certaines failles majeures, édifiant des structures en fleurs et des anticlinaux sous forme de pop-up associés à des failles décrochantes [16] et [25].

La continuité de l'accident de Fadnoun longe la région d'In Amenas et Alrar est située au Nord Est (*Fig. II.1*). Sa géométrie montre une configuration marquée par les accidents relatifs aux 03 axes suscités, présentée sous forme de grande faille bordière majeure associée à une bande de cisaillement orientée N-S à NNE-SSW. Toutes ces structures adossées aux trends suscités -plis d'entraînements - ont été explorées depuis les années 1960-2013 avec des résultats probants (Gaz, Huile, et Gaz à Condensat, etc.).

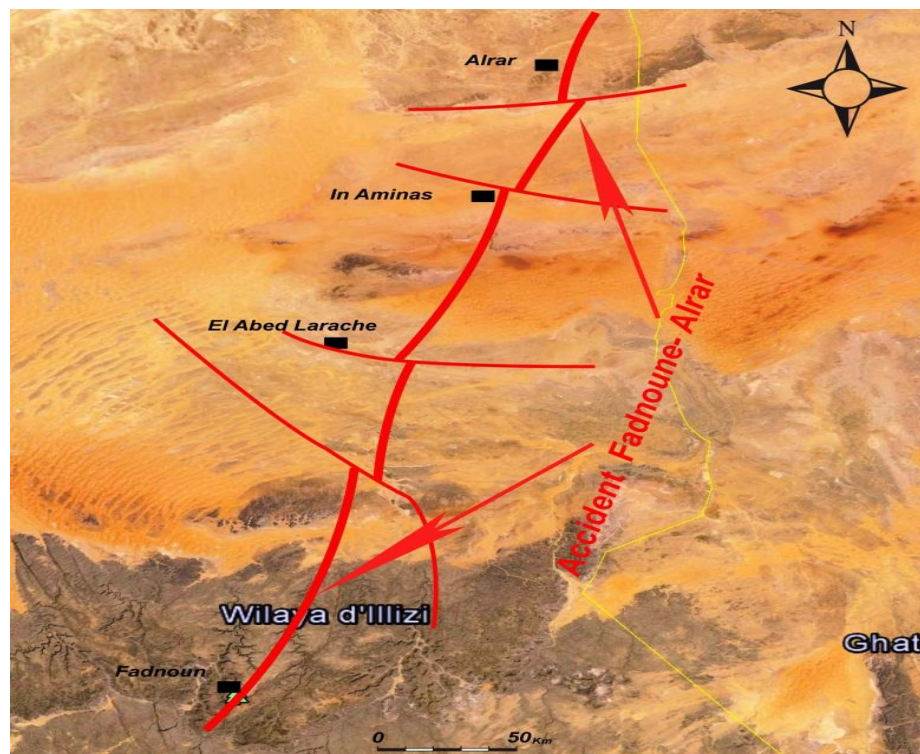


Fig. II.1. Image satellite prise par Google Earth montrant le trend de Fadnoun-Alrar.

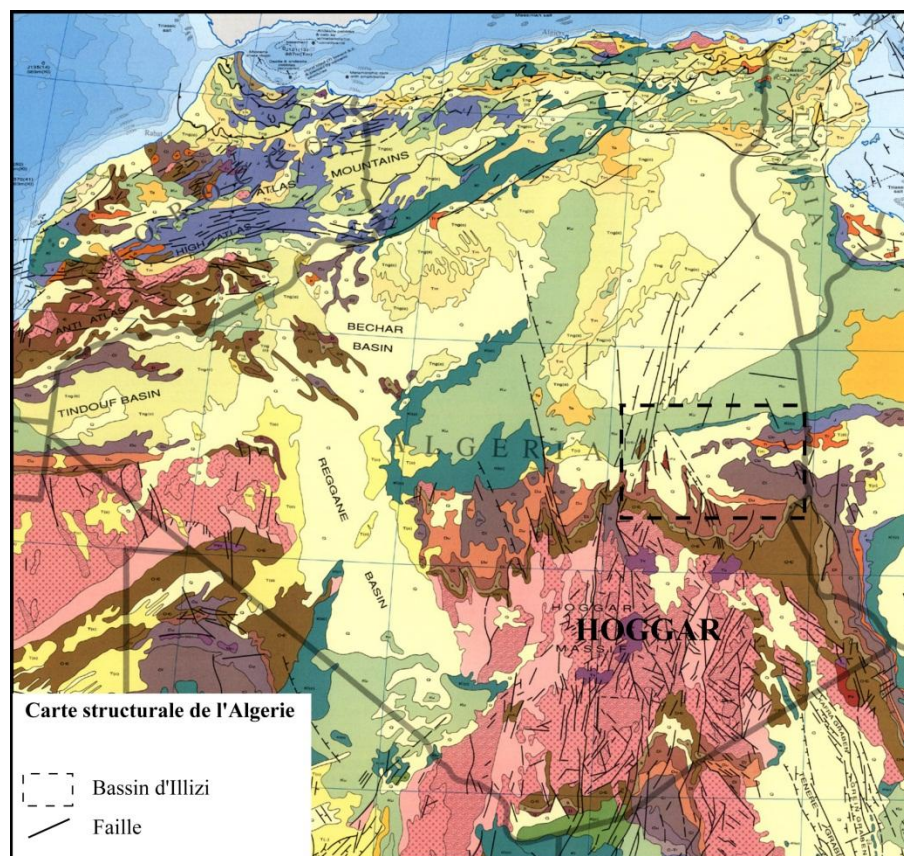


Fig. II.2. Carte structurale de l'Algérie (Rapport Sonatrach,2007).

II.2. Méthodologie

La méthode est basée sur l'utilisation d'un cube sismique 3D des régions Alrar centre, Alrar Sud, Horst Nord In Amenas et Nord In Amenas [20] (Fig. II.3) et (Fig. II.4), présentant l'avantage de réaliser des lignes sismiques dans toutes les directions, qu'on appelle «Random line».

Cette technique, spécialement utilisée pour l'identification des trends structuraux majeurs permet d'avoir des coupes en plan à n'importe quel temps (Isochrones) ou profondeur volume (Isobathes). La procédure du calage des sections est plus simple, étant donné que le cube sismique (3D) est converti préalablement en profondeur, en introduisant les valeurs des toits des formations extraites des logs habillés ou des fiches stratigraphiques par rapport au plan de référence sismique connu dans la région qui est de 200m.

Conformément au trend régional majeur, le cube sismique 3D défini, est orienté NNE-SSW. Les sections sismiques sont ainsi orientées selon deux directions principales ESE-WNW, désignées sous le nom de (Cross line) et NNE-SSW selon les (In line) du cube 3D (Fig. II.4).

L'analyse de l'accident majeur de Fadnoun-Assekaifaf-In Amenas, Alrar et des structures associées observées dans la région s'appuie sur l'interprétation de données sismiques 3D permettant de déboucher sur l'élaboration :

- premièrement des cartes en isobathes au toit du Cambro-Ordovicien pour les unités (II, III-1, III-3, IV-1, IV-2 et IV-3) (Fig. II-6, II-7 et II-8),
- deuxièmement des coupes sismiques de directions WNW-ESE recoupant les structures de Horst Nord In Amenas, Alrar Sud et Alrar centre dans les directions suivantes : NNE-SSW, NE-SW et ENE-WSW recoupant le couloir parallèle au trend majeur.

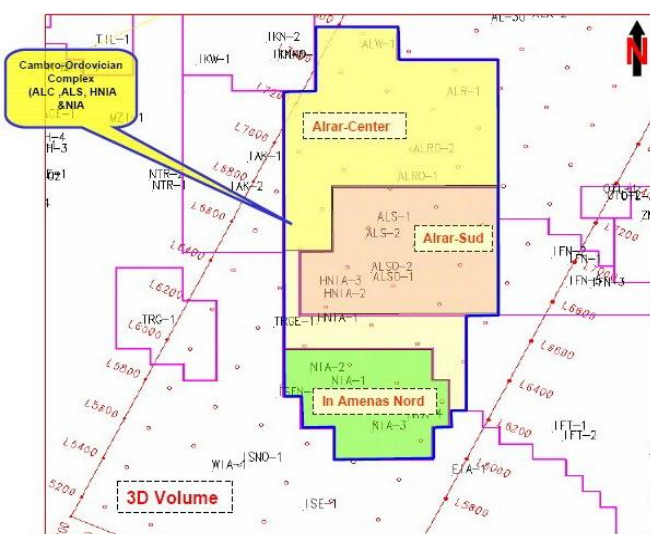


Fig. II.3. Plan de position du cube sismique 3D de la région tinrhert du bassin d'Illizi.

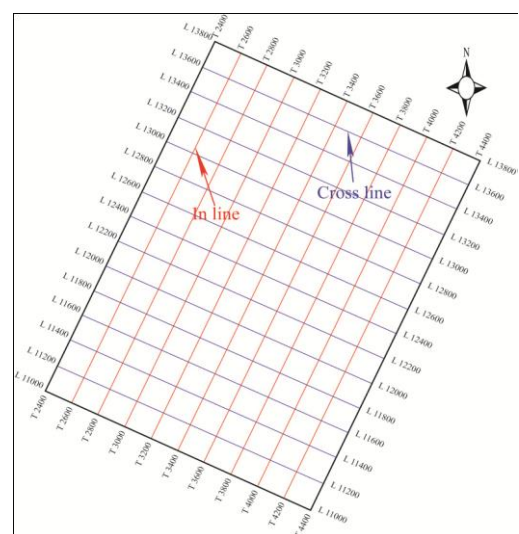


Fig. II.4. Position des Cubes sismiques montrant les Cross line et les In line.

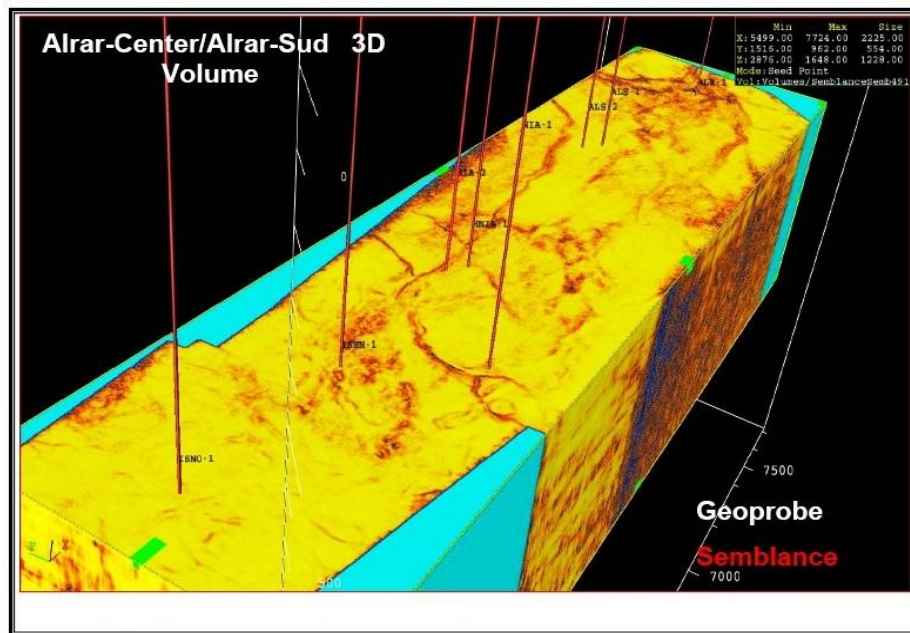


Fig. II.5. Représentation des couloirs de failles dans le gisement d'Alrar Centre, Sud et Horst In Amenas et Nord In Amenas du bassin d'Illizi.

La figure (Fig.II.5) [20] Montre un calage réalisé avec le film synthétique du puits P-1 et qui passe par le profil sismique 81st 10b, une ligne sismique arbitraire du cube 3D qui traverse les deux puits P-1 et P-33.

II.3. Evaluation Structurale

L'édification du modèle d'évolution structurale permettra de préciser les processus de déformation et d'analyser les structures résultantes qui les accommodent. Cette partie de l'étude est très importante car elle analysera les différentes relations entre les structures fermées, les accidents associés et leurs évolutions postérieures. Cette évolution sera effectuée en utilisant les cartes en isobathes (Fig. II.6, II.7 et II.8), les coupes sismiques et le schéma structural déduit de l'interprétation du cube sismique en trois dimensions (3D) (Fig. II.5).

Les cartes en isobathes réalisées aux toits du Cambro-Ordovicien des différentes unités (Fig. II.6, II.7 et II.8), permettent d'analyser les relations entre les structures plissées, les accidents tectoniques et les réseaux de failles (Fig. II.9).

La structure régionale interprétée d'après les cartes en isobathes est représentés par :

- Des failles régionales majeures de direction NNE-SSW.
- Un réseau d'accidents transverses de direction NW-SE et E-W.
- Une structure anticlinorium d'axe N30° dont l'apex situé dans la partie Sud.
- Le creux de la structure et vers le Nord-Ouest.
- Deux synclinoriums localisés à l'Est et à l'Ouest.

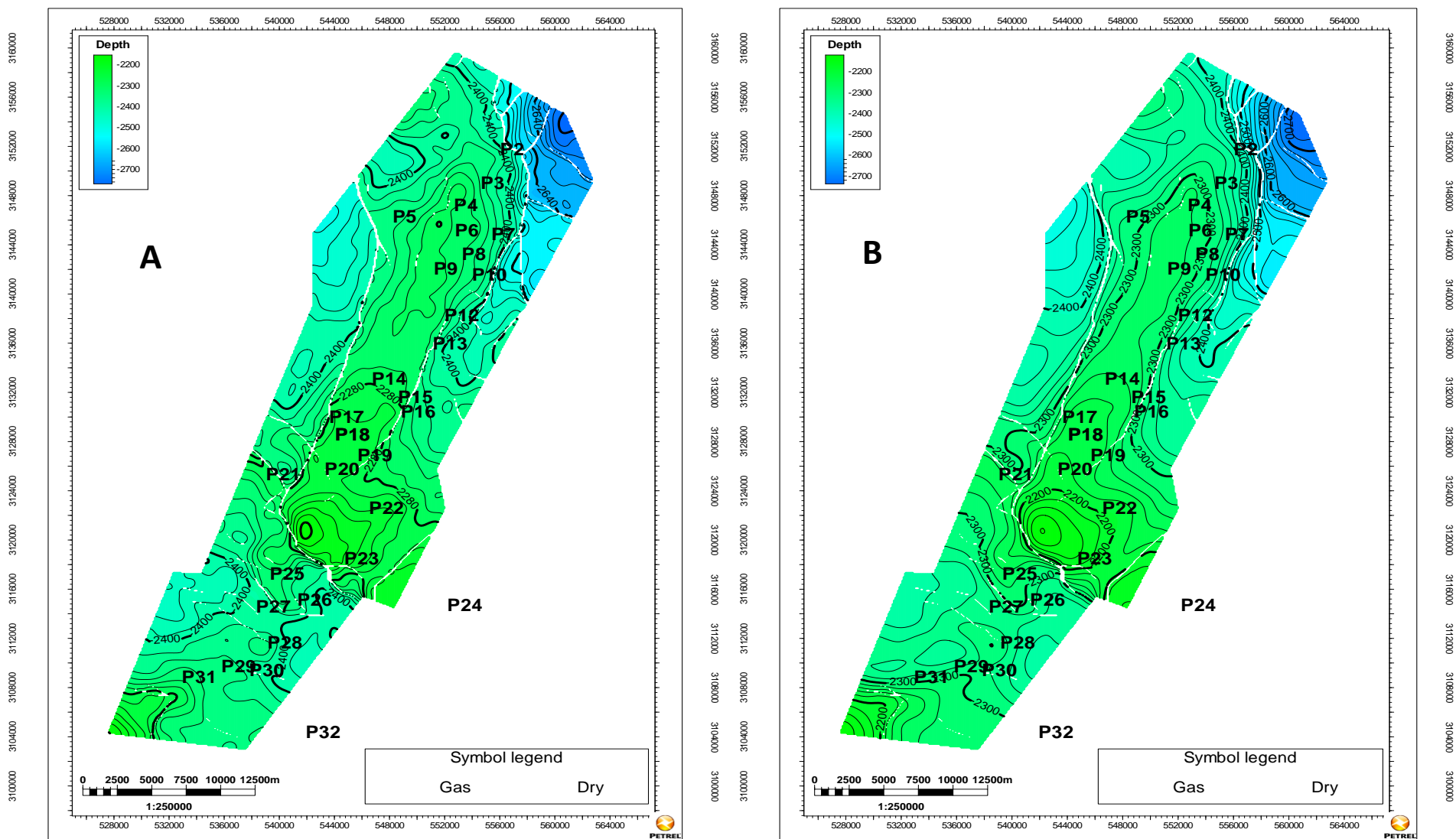


Fig. III.6. Cartes en isobathes de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.
 A: Au toit du socle – B: Au toit de l'unité II

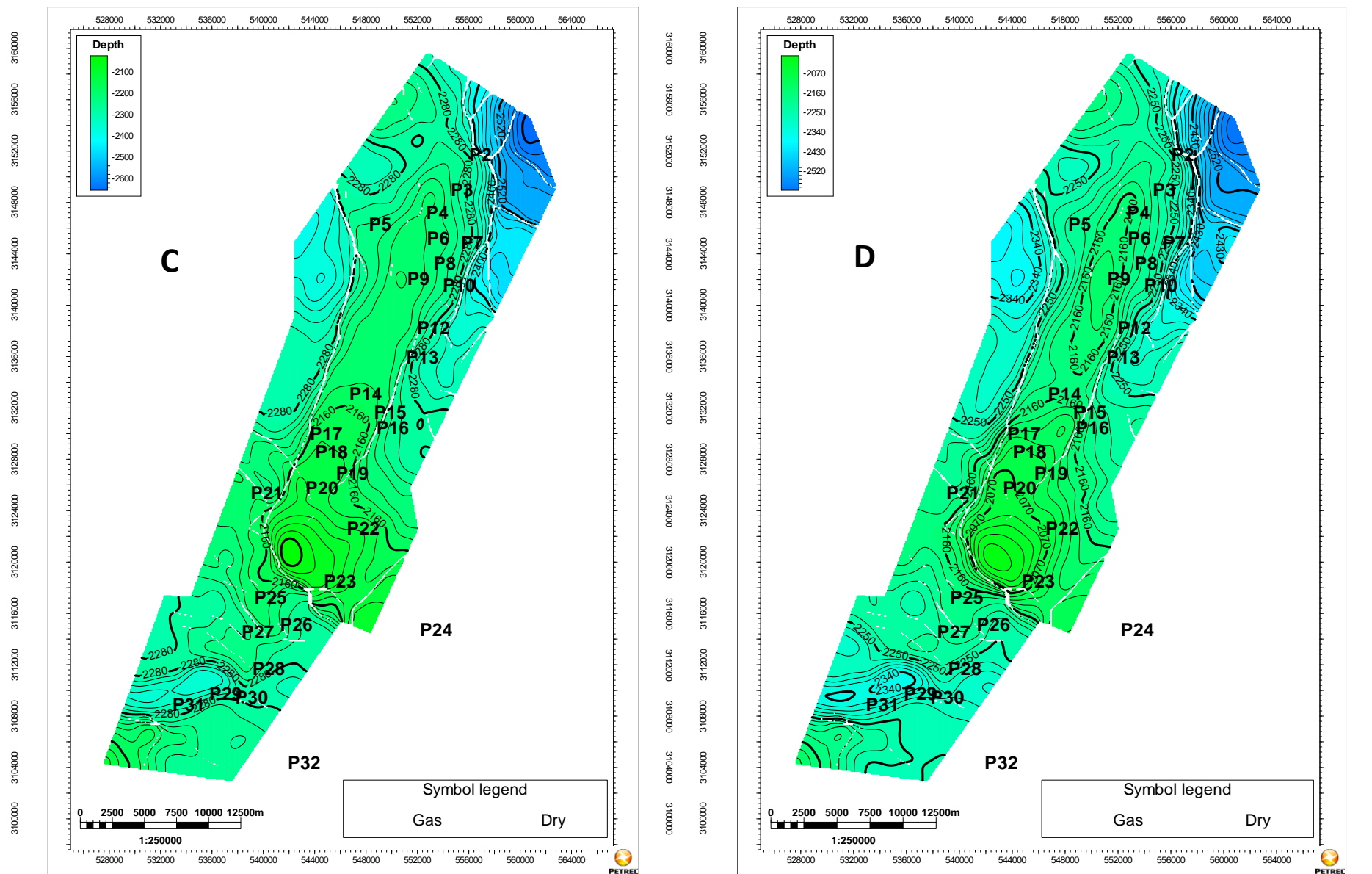


Fig. II.7. Cartes en isobathes de la région Tinrherth du bassin d'Illizi
 C : Au toit de l'unité III-1 – D : Au toit de l'unité III-3

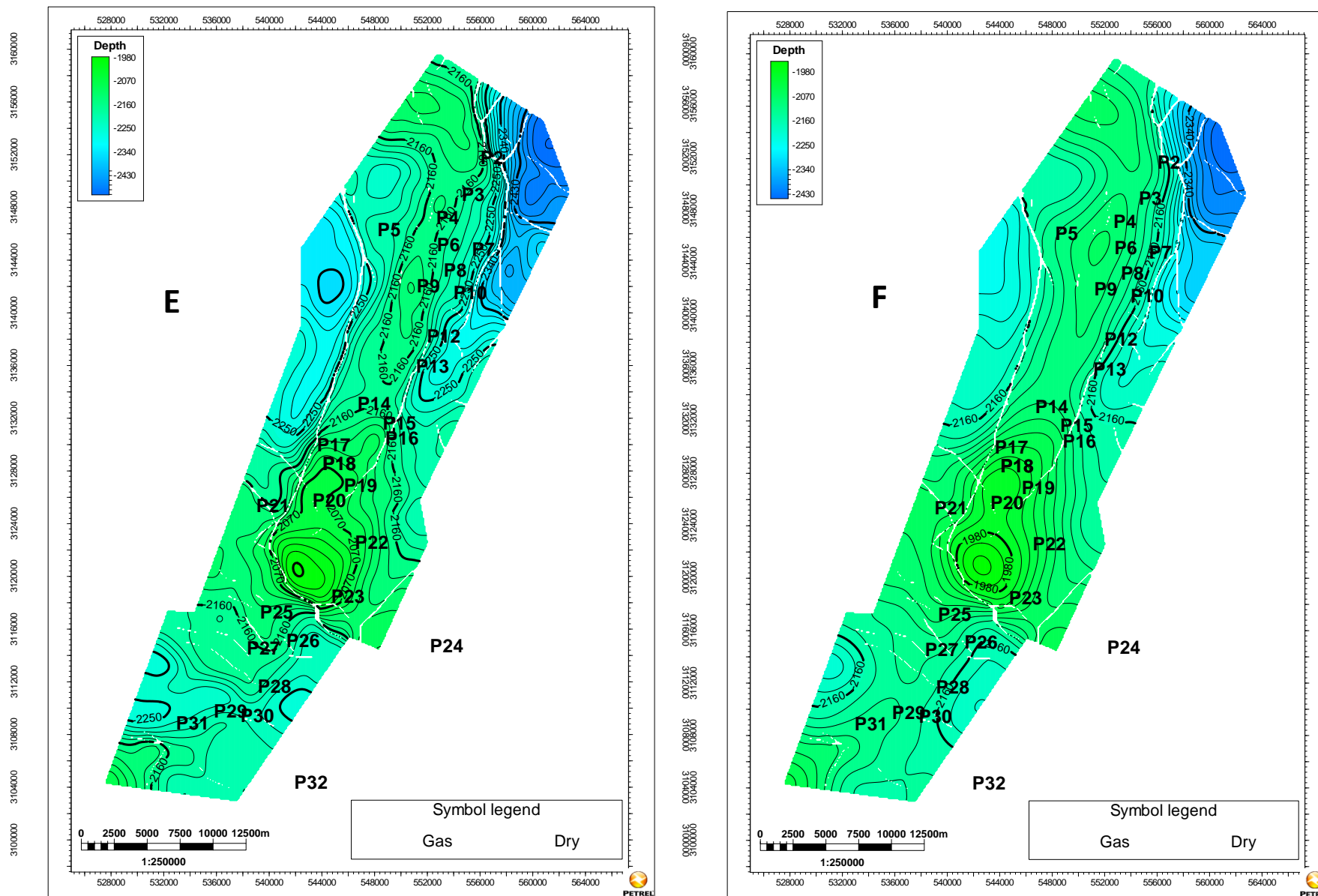


Fig. II.8. Cartes en isobathes de la région Tinrhert de bassin d'Illizi
 E: Au toit de l'unité IV-2 – F: Au toit de l'unité IV-3

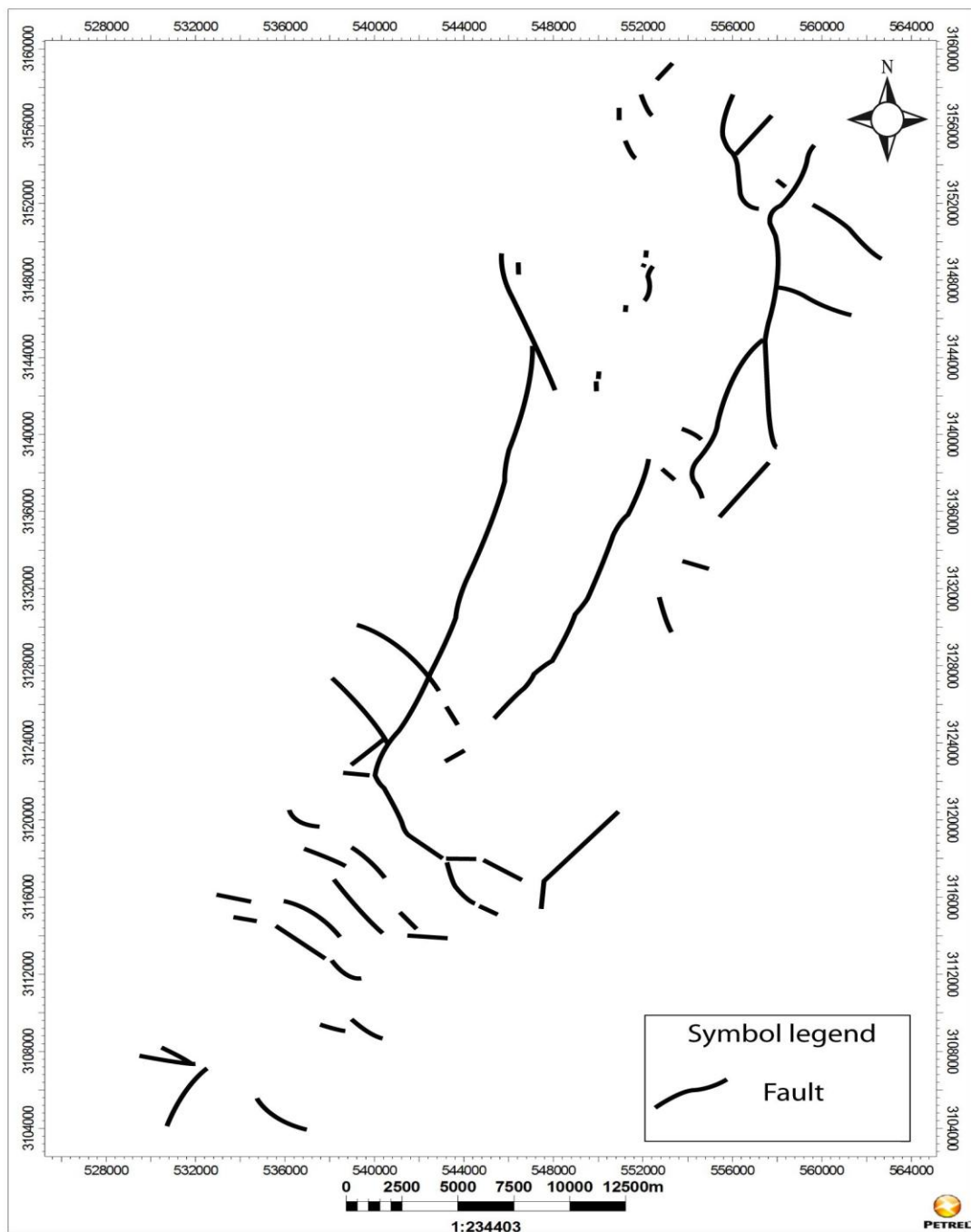


Fig. II.9. Carte linéamentaire de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

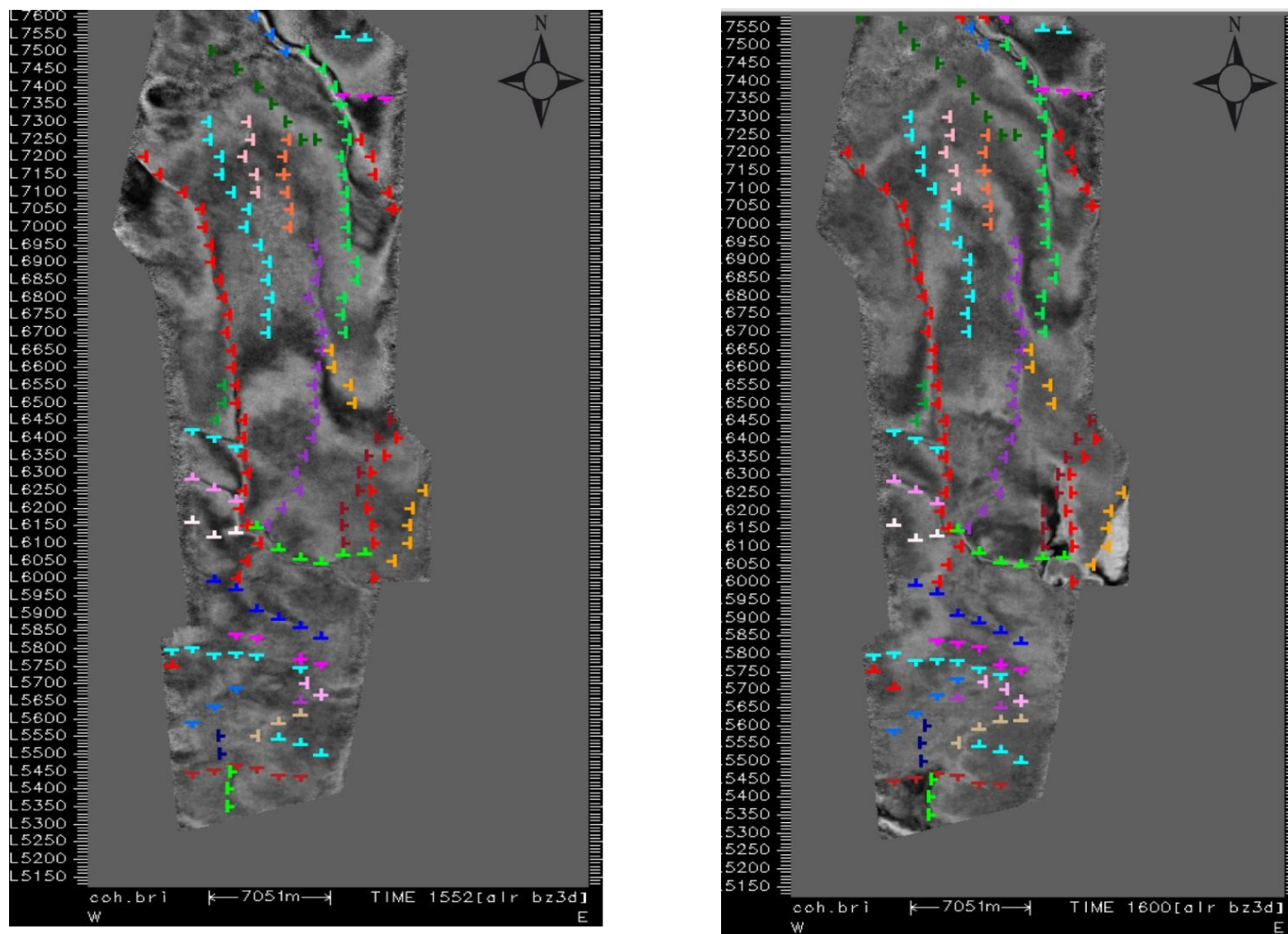


Fig. II.10. Un run d'attribut une forte réflexion au temps double mis en évidence des zones de haute énergie de la région Alrar Centre, Sud, Horst Nord In Amenas et Nord In Amenas du bassin d'Illizi (Rapport Sonatrach, 2013).

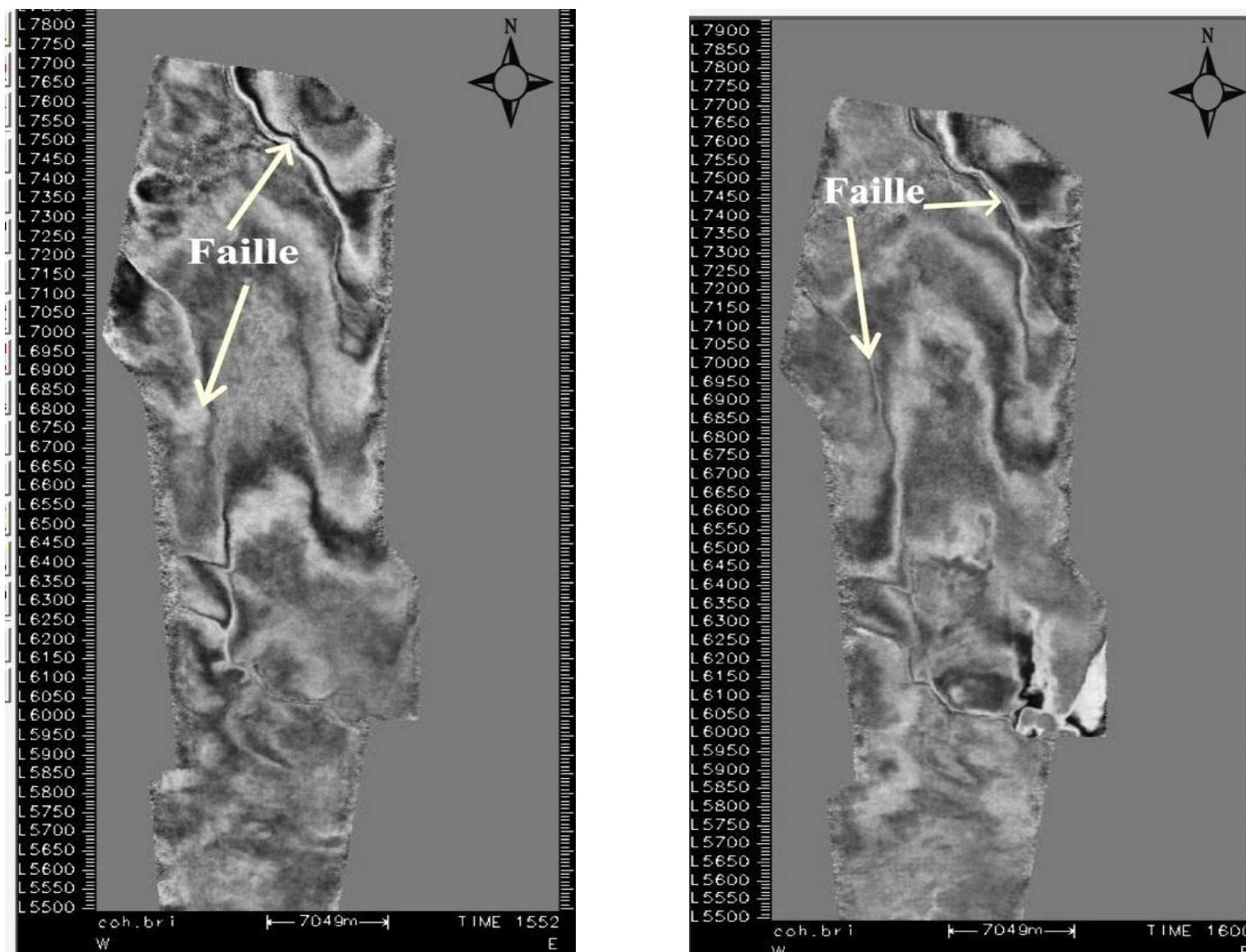


Fig. II.11. Cartes de variance du réservoir Cambro-Ordovicien. A gauche à 1500m et à droite à 1600m de la région d'Alrar Centre, Sud, Horst Nord In Amenas et Nord In Amenas du bassin d'Illizi (Rapport Sonatrach, 2013).

Le couloir de cisaillement de la région Alrar-Centre, Alrar sud, Horst In Amenas et Nord In Amenas de dimension kilométrique environ 50 km de long et 20 km de large (*Fig.II.9*), défini par deux grands accidents subméridiens et sub-parallèles présentent un tracé cartographique plus au moins méandriformes ; ces deux failles sont inverses (*Fig. II.10- et II.11*) [6] à caractère décrochevauchement de direction NNE-SSW. Au centre elles présentent un rejet vertical de plus de 20m au Sud, et qui change de direction vers le Nord pour prendre une orientation N-S et NNW-SSE avec un rejet vertical plus petit ; 10m environ vers l'extrémité Nord. Vers le Sud on trouve des accidents transversaux de direction NW-SE, qui présentent un rejet vertical très faible.

Sur la figure (*Fig. II.10*) on remarque une forte réflexion au temps double 1552 et 1600, ce qui met en évidence les zones de haute énergie, et qui suppose probablement la présence de bons réservoirs à ce niveau.

Aussi, la réalisation des cartes de variance (*Fig. II.11*) du réservoir Cambro-Ordovicien, ces figures nous confirment les données géologiques, à partir desquelles on aura le même réseau de failles traitées par les cartes en isobathes.

Les cartes en isobathes nous donnent l'emplacement, la direction et le pendage.

II.4. Interprétation structurale des différents gisements

II.4.1. Alrar centre

Au Nord de la région, à Alrar centre, le Puits P-2 se situe dans la partie la plus haute, entre deux failles une à l'Est et l'autre à l'Ouest (*Fig. II.12*) [32].

Ces deux failles sont inverses et présentent des rejets verticaux d'environ 15m, vers le N-W, elles se croisent pour former une fermeture et se suivent par une autre faille inverse de direction NE-SW avec un rejet vertical plus grand d'environ 60m. La section sismique sur la figure montre que le puits P-2 atteint le socle à une profondeur de 2962m, foré dans une zone en forme d'un anticlinal délimité par les deux failles précédentes.

Cette structure constitue un bon piège structural d'hydrocarbure fermé des trois cotés Est, Ouest et Nord.

II.4.2. Horst Nord In Amenas

Le puits P-20 situé dans la région d'Alrar Sud dans le Horst Nord In Amenas, est foré sur le flanc Ouest d'un anticlinal dont l'axe N30°, délimité de l'Est et l'Ouest par les grandes failles inverses de direction NE-SW, atteint le socle avec une profondeur de 2859m (*Fig. II.13*).

Sur la figure (*Fig. II.14*), la coupe géologique de direction NE-SW qui passe par le puits P-20 et P-16 montre bien la structure anticlinorium délimité par des failles tantôt chevauchantes tantôt décrochantes. Toutes les unités ont subi la même déformation, les grandes failles affectent tout l'ensemble ; c'est le cas d'un héritage de la déformation.

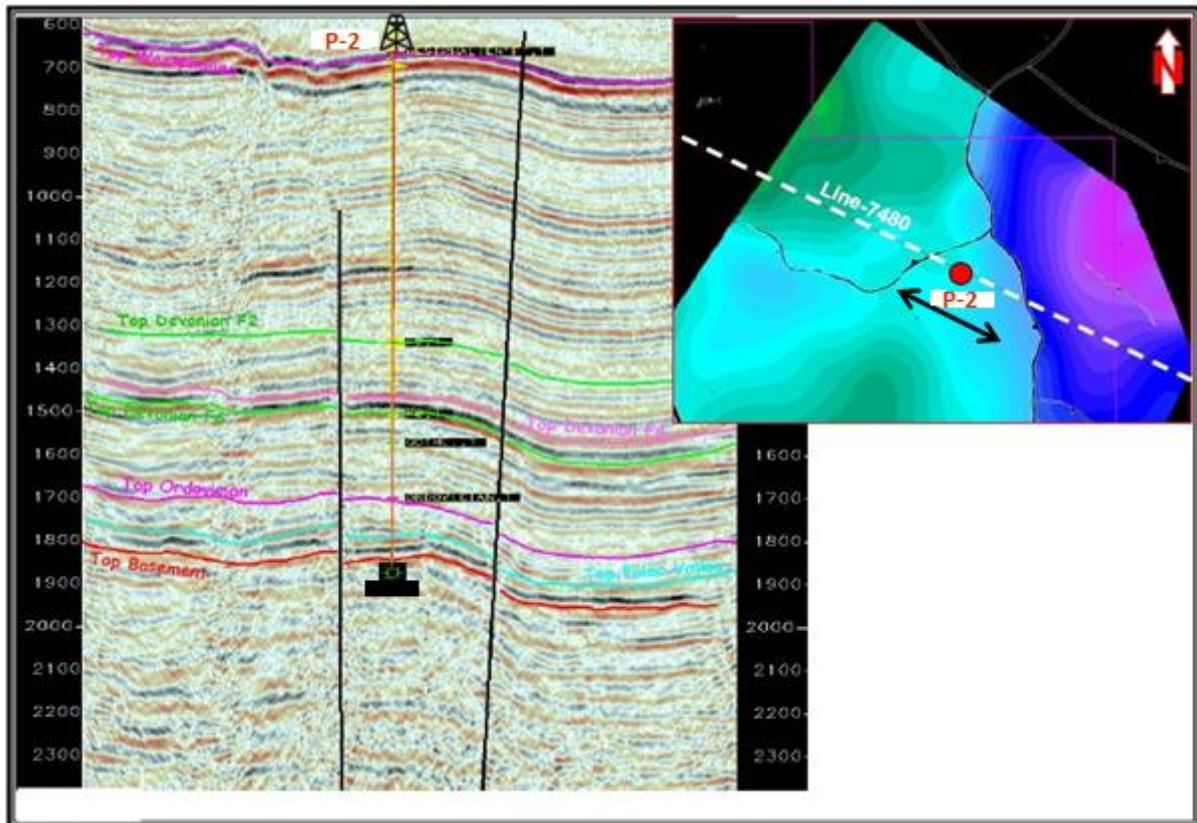


Fig. II.12. Coupe sismique de direction WNW-ESE traversant le puits P-2 du bassin d'Ilizi (Rapport Sonatrach, 2009)

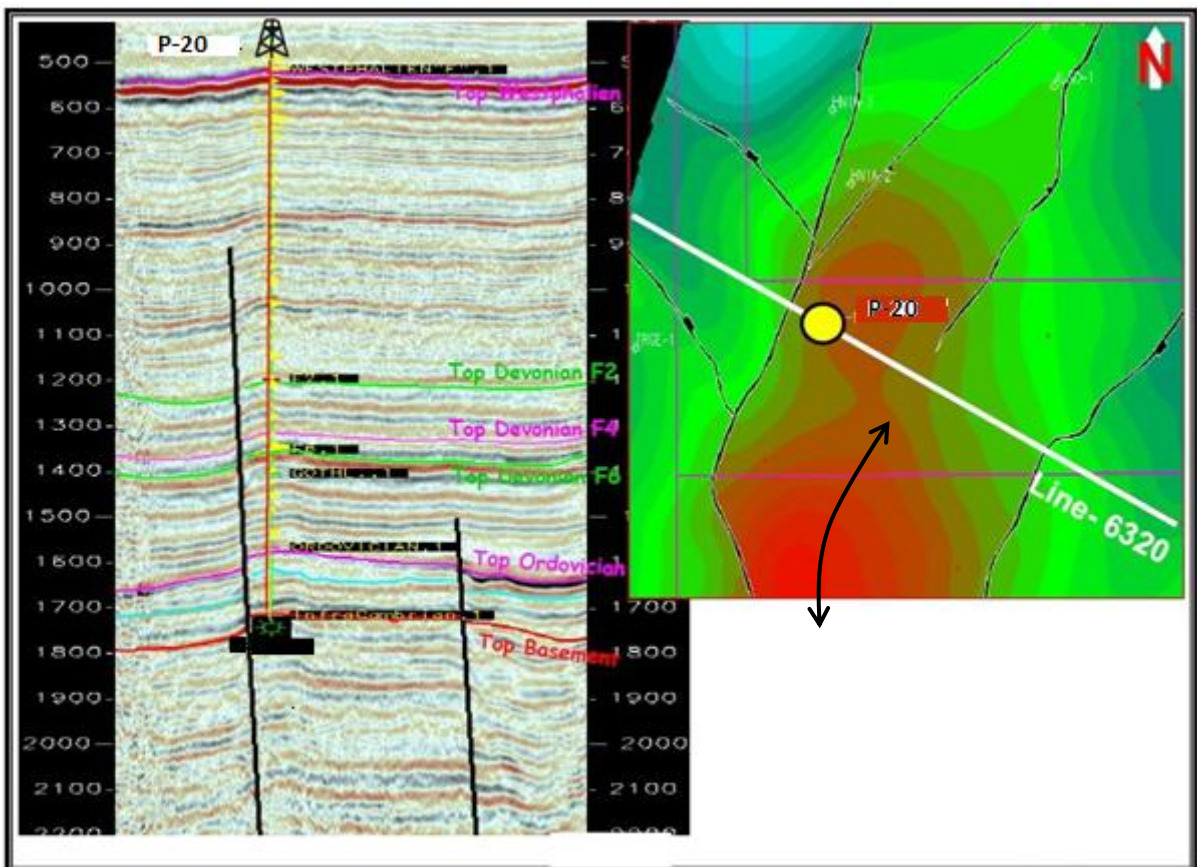


Fig. II.13. Coupe sismique de direction WNW-ESE traversant le puits P-20 du bassin d'Ilizi (Rapport Sonatrach, 2009).

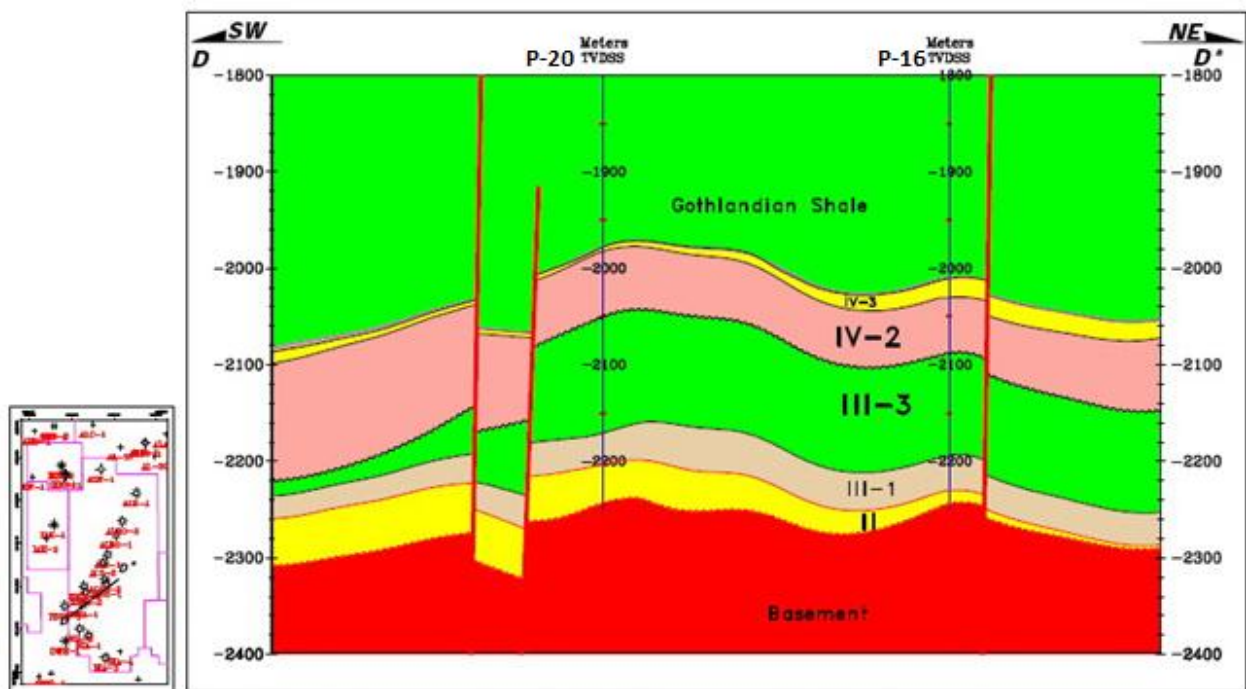


Fig. II.14. Coupe géologique passant par les puits P-20 et P-16 orientée NE-SW (Rapport Sonatrach, 2009).

II.4.3. Nord In Amenas

Le puits P-34 a été foré sur le même axe structural que P-23 sur le flanc Sud de l'anticlinal délimités par deux failles (Fig. II.15), celle à l'Ouest traversant toutes les formations tandis que l'autre située du côté Est, s'arrête au toit de l'Ordovicien ; ces deux failles sont inverses plongent vers l'Est avec une direction N20° à N30°.

L'apex de la structure au Cambro-ordovicien se situe dans le voisinage du puits P-34, à environ -1405 mss. L'axe de l'anticlinal est localement affecté par des failles de faible extension proche du puits P-6.

L'anticlinal est bordé à l'Ouest et l'Est par une série de failles inverses d'orientation N20° à N30° qui sont jointives à l'Ouest, et déconnectées à l'Est. Dès lors, la fermeture structural s'effectue contre faille sur le flanc Ouest tandis qu'elle s'opère sur le bord Est soit par faille, soit par pendage structural. Entre P-23 et P-24, une faille inverse de faible rejet semble limiter l'accumulation. Cette faille rejoint dans le voisinage de P-35 un accident de fort rejet d'orientation N150° qui limite l'accumulation au Sud. Au Nord, la fermeture est effectuée par une série de failles inverses jointives, d'orientation variable.

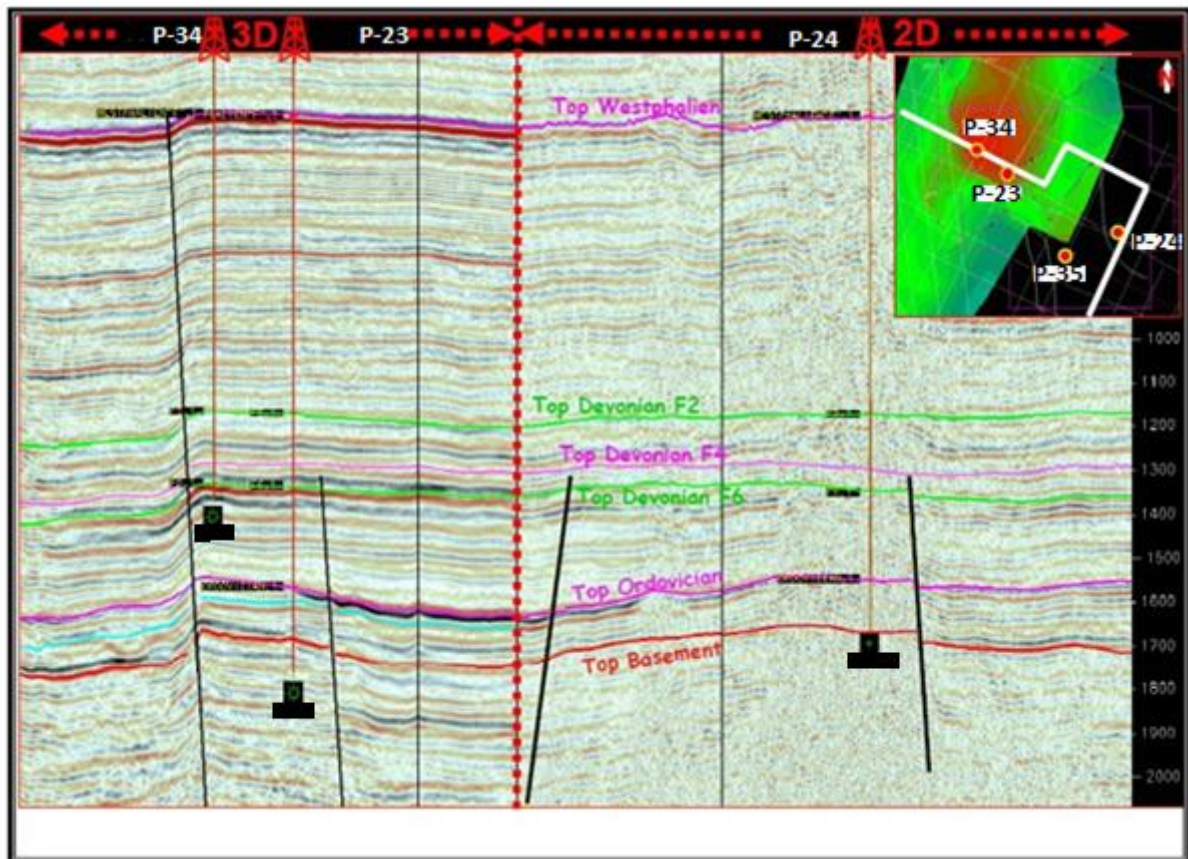


Fig. II.15. Coupe sismique de direction WNW-ESE traversant les puits P-23, P-34 et P-24
(Rapport Sonatrach, 2009).

II.5. Etude de la fracturation

II.5.1. Le puits P-20

Avec 72,95m de carottes, le sondage P-20 (Fig.II.16) présente une fracturation affectant pratiquement toutes les formations de l'Infra-cambrien jusqu'aux unités III et IV en passant par l'unité II. Il est caractérisé par des fractures ouvertes, fermées et fermées colmatées par de la silice. Les fractures fermées dans ce sondage, s'expriment parfois en failles d'effondrements, en fentes de tension et parfois même en fractures à jeu inverse. Les stylolitisations horizontales et obliques avec parfois 1cm d'amplitude sont assez importantes et observables uniquement au niveau de l'unité II et III. Dans l'unité II, les stylolites horizontaux sont plus abondants que les stylolites obliques, alors que dans l'unité III c'est tout à fait l'inverse.

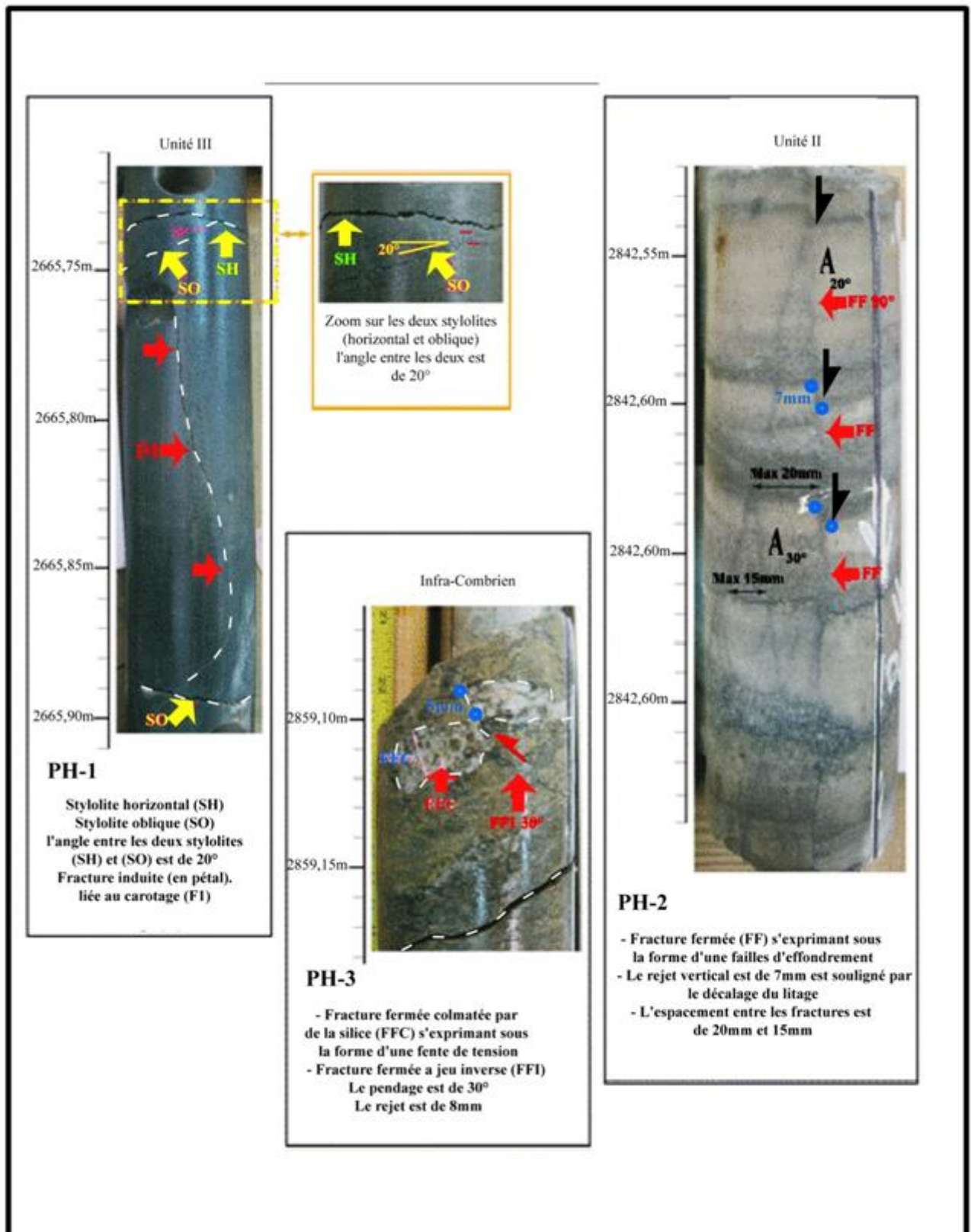


Fig. II.16. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-20 (Rapport Sonatrach, 2013).

II.5.2. Le puits P-32

Une caractérisation de la fracturation naturelle a été réalisée sur les carottes issues des intervalles étudiés appartenant au réservoir Cambro-Ordovicien. Après analyse macroscopique détaillée des fractures sur les carottes des 09 sondages sus cités, des logs de fracturation et des analyses statistiques ont été établis pour le réservoir Cambro-Ordovicien.

Vingt trois fractures ont été recensées dans les 53.20m de carottes de l'unité IV du sondage P-32. Elles s'expriment en fractures ouvertes, fermées (*Fig. II.17*), fermées colmatées, semi-ouvertes colmatées et parfois même en système conjugué de fractures.

La stylolitisation est complètement absente.

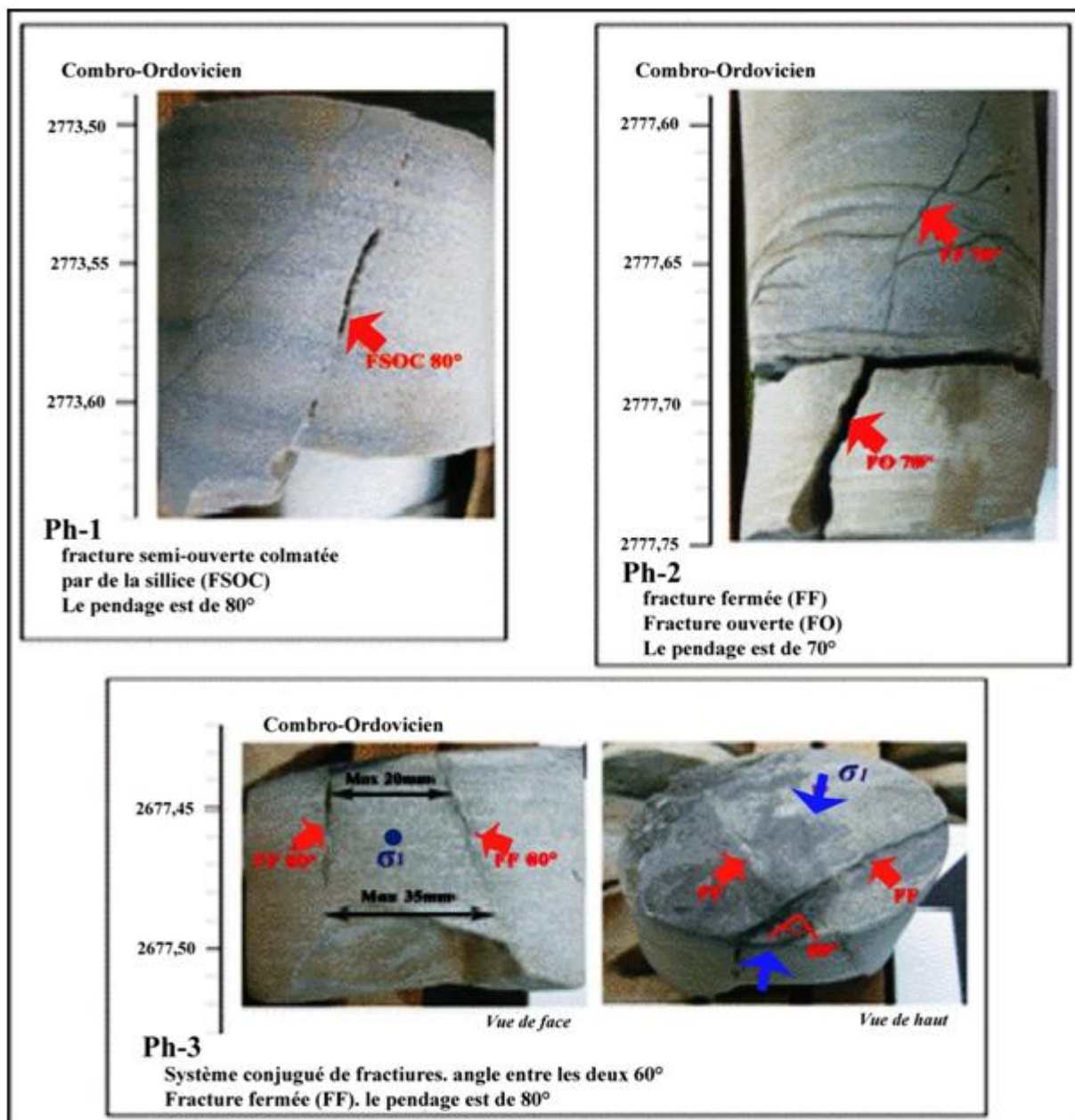


Fig. II.17. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-32 (Rapport Sonatrach, 2013).

II.5.3. Le puits P-29

Un nombre assez important de fractures, environ 45 ont été observées dans les 73.54m de carottes du sondage P-29 (Fig. II.17). Ce sont des fractures ouvertes, fermées, fermées colmatées, ouvertes colmatées et des fractures semi-ouvertes. Quelques fractures fermées dans ce sondage, s'expriment soit en failles d'effondrements soit en fentes de tension.

Elles peuvent être aussi colmatées dans certains cas.

Les stylolites (obliques) à faibles amplitudes sont très peu représentés dans ce sondage.

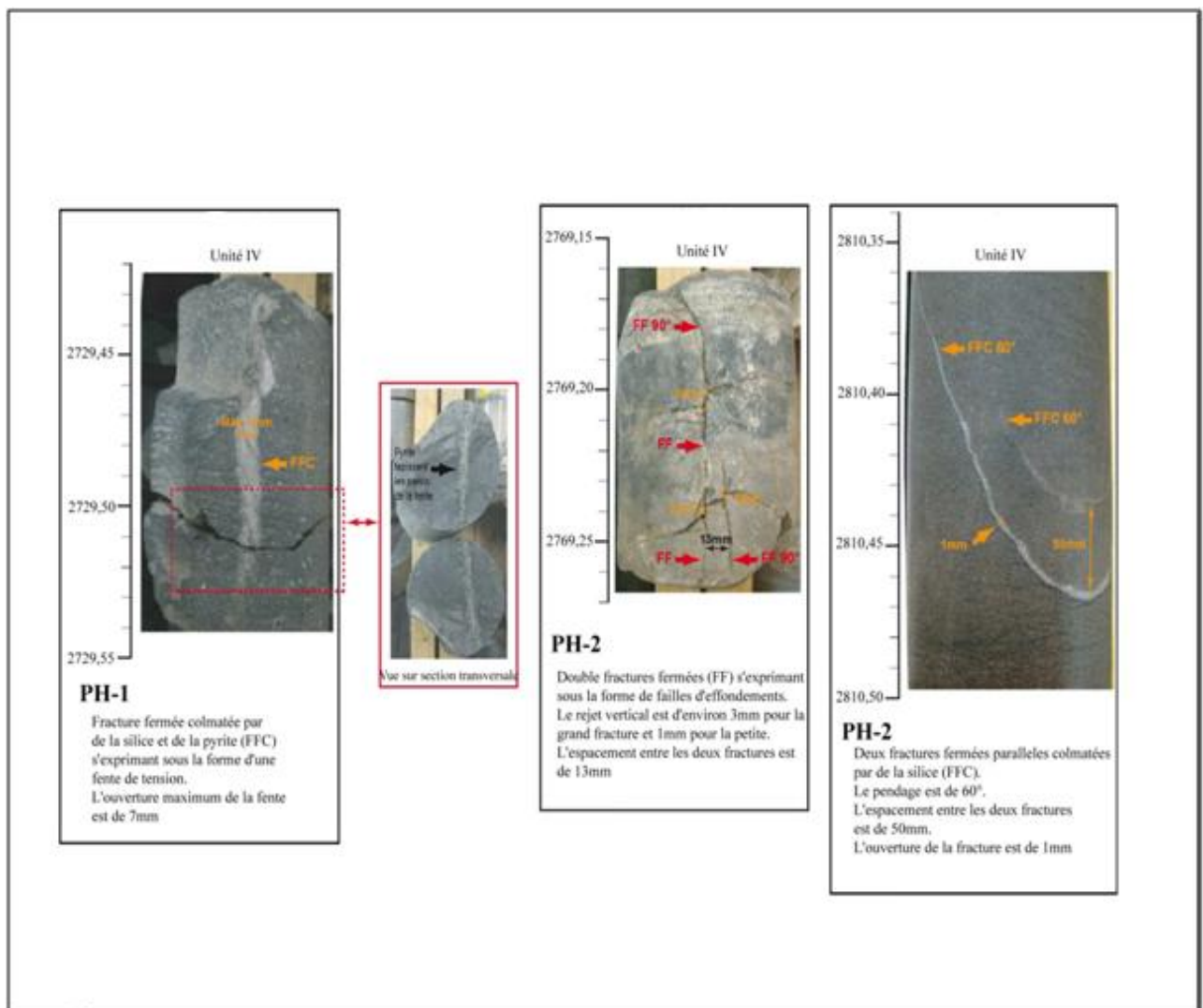


Fig. II.17. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-29 (Rapport Sonatrach, 2013).

II.5.4. Le puits P-31

Une caractérisation de la fracturation naturelle a été réalisée, sur des carottes issues des intervalles étudiés appartenant au réservoir Cambro-Ordovicien.

Après analyse macroscopique détaillée des fractures sur les carottes des 09 sondages sus cités , il a été établi des logs de fracturation et des analyses statistiques pour le réservoir Cambro-Ordovicien.

Les résultats de la description de la fracturation naturelle des sondages sont synthétisés sur des logs de fracturation mettant en relation le nombre de fractures par mètre linéaire et le type de fractures en fonction de la profondeur. D'autres caractéristiques de ces mêmes fractures (pendages en degré, longueurs des fractures en « cm » et ouvertures des fractures en « mm » y ont été aussi reportées.

Le sondage P-31 (Fig. II.18) est le plus fracturé. Dans les 70,98m de carottes, 51 fractures ont été observées. Ces dernières affectent les formations de l'unité II et IV et correspondent à des fractures ouvertes, fermées, ouvertes colmatées, fermées colmatées et semi-ouvertes.

Des fractures fermées s'expriment parfois en fente de tension, failles d'effondrement et en un système conjugué de fractures.

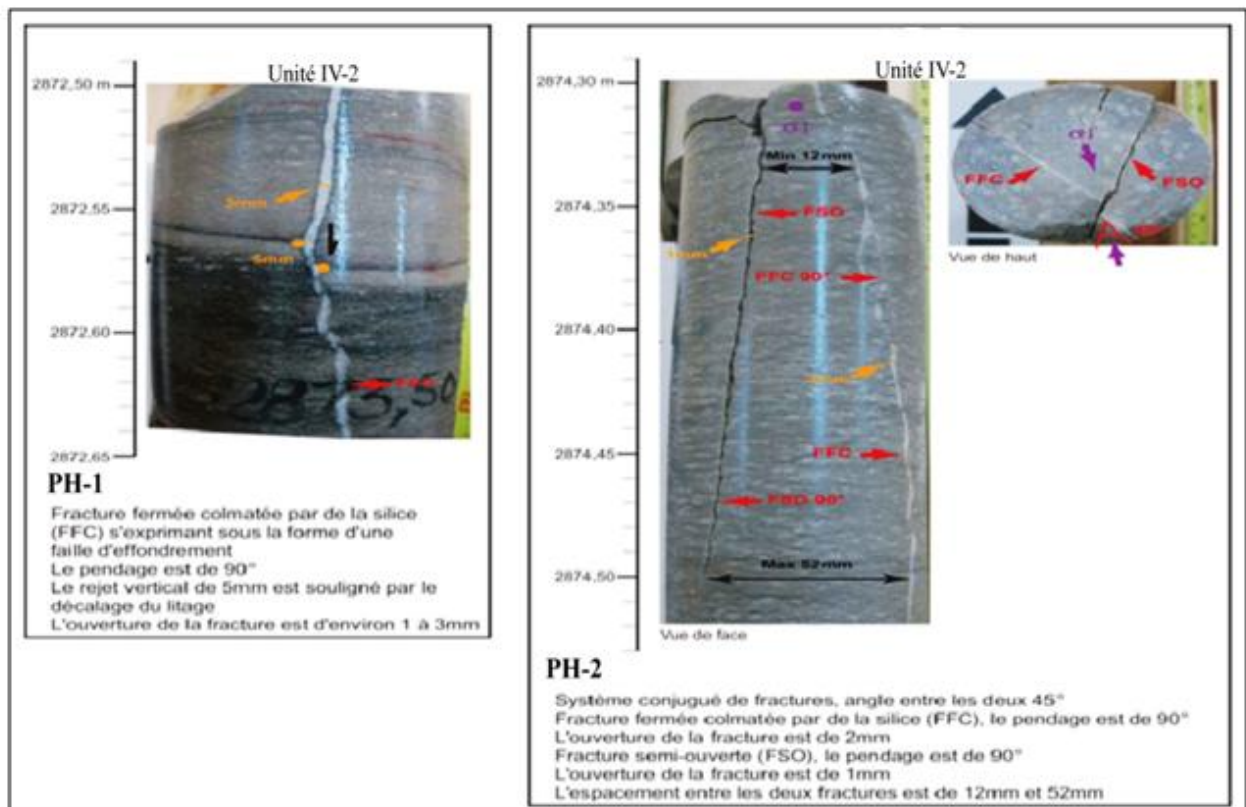


Fig. II.18. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-31 (Rapport Sonatrach, 2013).

II-4. Conclusion

Au Cambro-Ordovicien, cette structure correspond à un anticlinal d'axe N30° d'environ 40km d'extension, du P-34 au Sud à P-2 au Nord.

Le flanc Sud-Ouest de l'anticlinal est bordé par une faille inverse majeure d'orientation N30° qui se relie au Nord-Ouest de P-16 à une seconde faille inverse majeure d'orientation N130°.

La fermeture au Sud est assurée par une faille inverse à fort rejet vertical et d'orientation N150° séparant notamment la partie haute au Nord reconnue par P-34 et P-23 de la partie basse reconnue à 3500m, plus au Sud par P-25.

A l'Est, une série d'accidents inverses d'azimut N30° non-jointifs sont identifiés. La fermeture structurale est ainsi opérée soit contre faille, soit par pendage structural. Plus à l'Est, entre P-23 et P-24, une faille inverse N30° d'environ 15km d'extension semble séparer l'ensemble structural Horst Nord In Amenas de la zone haute reconnue par P-24. Au Nord, la fermeture est effectuée par une série de failles inverses jointives.

En interne, dans le voisinage de P-9 et P-6, quelques failles de faible extension affectent localement l'axe de l'anticlinal. D'autres failles de ce type sont décrites au Nord-Ouest du puits P-2. L'apex de la structure au toit de l'Ordovicien, à -1890mss, se positionne à environ 600m au Nord-Ouest de P-34.

Après analyse macroscopique détaillée des fractures sur les carottes des 04 sondages sus cités, il a été établi des logs de fracturation et des analyses statistiques pour le réservoir Cambro-Ordovicien.

Les mesures du pendage des fractures tous types confondus, pour l'ensemble des sondages étudiés, présentent des valeurs comprises entre 10° et 90°.

Il ressort que la famille dont les valeurs de pendage sont comprises entre 70° et 90° totalise le plus grand nombre de fractures. Ils correspondent à des fractures sub-verticales à verticales.

Le réservoir Cambro-ordovicien a enregistré les mêmes épisodes de déformation. L'analyse géométrique et cinématique des failles et structures plissées, permet de retracer un épisode de déformation majeur ayant masqué les phases de déformation antérieures. Cet épisode de déformation reprenant une ou plusieurs phases antérieures, est compatible avec un raccourcissement de direction Est-Ouest. Il est accommodé par un réseau de cisaillements. Il traduit une déformation régionale transpressive, pouvant être attribuée à une déformation finipaléozoïque (hercynienne) ou à des réactivations mésozoïques.

Chapitre III

Caractérisation Sédimentologique

III.1. Introduction

Pour caractériser les réservoirs du complexe Cambro-Ordovicien (Alrar-Centre, Alrar Sud, Horst Nord In Amenas et Nord In Amenas), qui font partie des dix-sept (17) gisements du projet Tinrhert, nous avons utilisé le maximum de données disponibles, à partir des données diagraphiques, des rapports de fin de sondage pour les puits forés et les études effectuées sur les gisements voisins.

Une étude sédimentologique comprend successivement une analyse détaillée des carottes et des corrélations lithostratigraphiques à partir des diagraphies de gamma-ray et la description des principaux faciès.

Pour réaliser cette étude les données carottes de 4 puits (P-20, P-32, P-25 et P-31) ont été utilisées (*Fig.III.1*) [2]. L'analyse de ces données a montré l'existence de 6 réservoirs gréseux séparés par des intercalations argileuses (*Fig.III.2*) [30].

Ces réservoirs sont d'âge Cambro-Ordovicien, Ils sont compactes peu connus, dont l'exploration est en cours, ce qui permettra de connaître leur potentialité notamment en gaz dans un futur proche. Cette étude comporte la description des unités réservoirs à partir des données carottes et la reconstitution du milieu de dépôts.

III.2. Description des unités réservoirs

La description des unités réservoirs ont été décrite de bas en haut (U.II, U.III-1, U.III-3, U.IV-1, U.IV-2 et U.IV-3) à partir des sondages carottés, cependant ces unités ne sont pas toutes présentes au niveau des puits étudiés, parmi ces puits certains ont atteint le socle Infracambrien.

III.2.1. Réservoir de l'unité II

Le socle Infracambrien est surmonté par l'unité II, ils sont représentés sur les fiches carottes au niveau des puits P-20 et P-31.

- **L'Infracambrien**

P-20 (2862.5-2857.7)m : Grés conglomératique, mal classé, de couleur verdâtre à grisâtre avec présence des structures sédimentaires stratification entrecroisées planes (*Fig.III.3*).

- **L'unité II**

P-20 (2857.7-2835.65) m : Grés très grossier argileux de couleur jaunâtre très compact s'organisant en une succession de chenaux fluviaux, la base de ces chenaux est marquée par une accumulation d'éléments microconglomératiques.

Les structures sédimentaires sont de types stratifications en auges et stratifications entrecroisées planes qui s'individualisent vers le sommet. Vers le sommet, les grés deviennent fins, bien classés, très compacts de couleur grisâtre, avec présence de quelques bioturbations dans le sens vertical des

stylolites tapissées de matière organique et des fractures ouvertes et semi-ouvertes tapissées d'oxyde (*Fig.III.3, III.4, III.5*).

P-31 (2908-2904.3) m : Succession de chenaux, formés de grés grossier à moyen de couleur grisâtre. Ces chenaux sont légèrement oxydés dû aux fractures ouvertes et quelques bioturbations au sommet, avec des structures sédimentaires de types stratifications en auges (2908-2905.65) m. Ces chenaux sont surmontés par des conglomérats de couleur brunâtre à grisâtre formés d'éléments de quartz et d'argile associés à quelques éléments de socle (2905.65-2904.3) m (*Fig.III.6*).

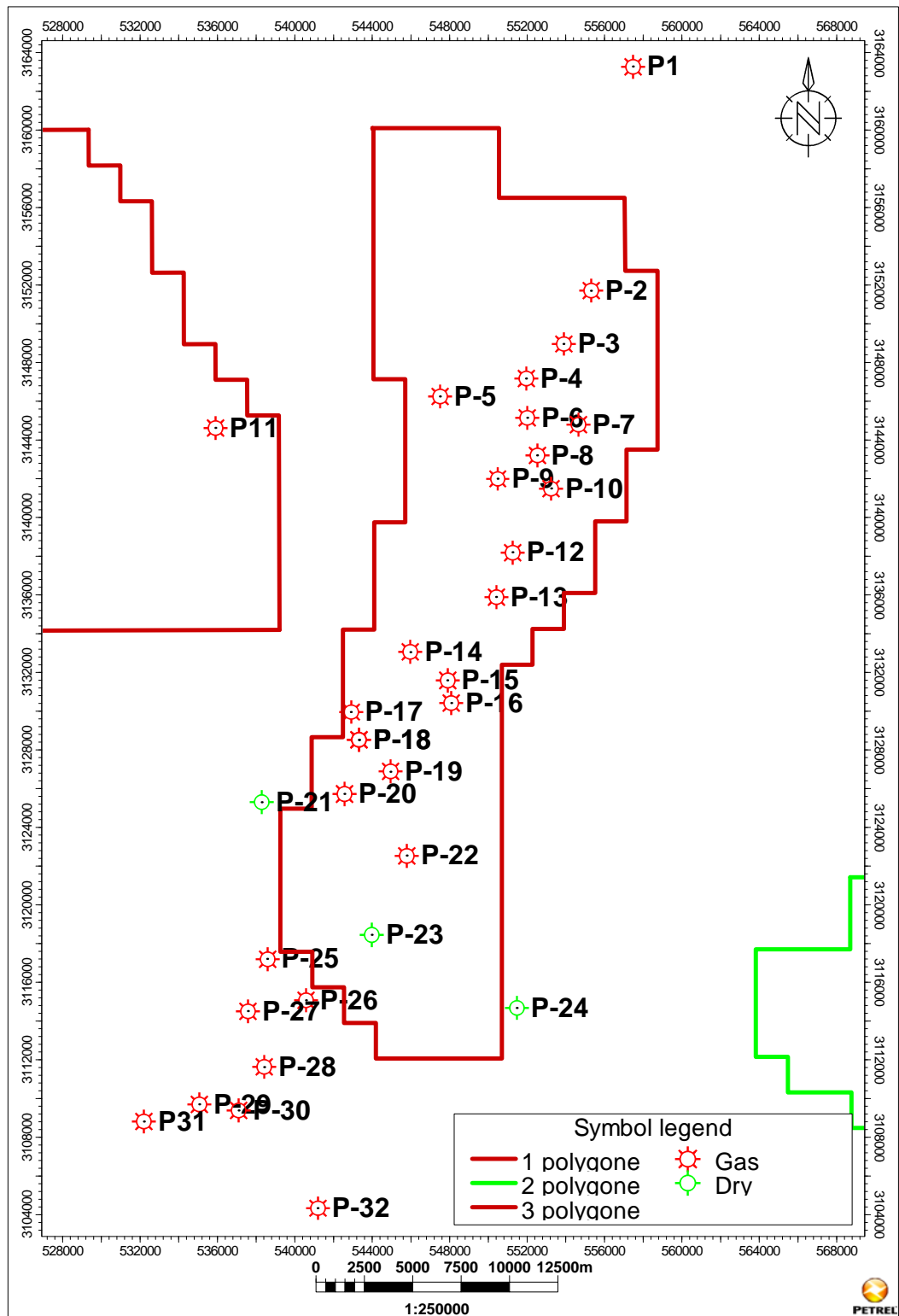


Fig. III.1. Carte de positionnement des puits du complexe Cambro-Ordovicien de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

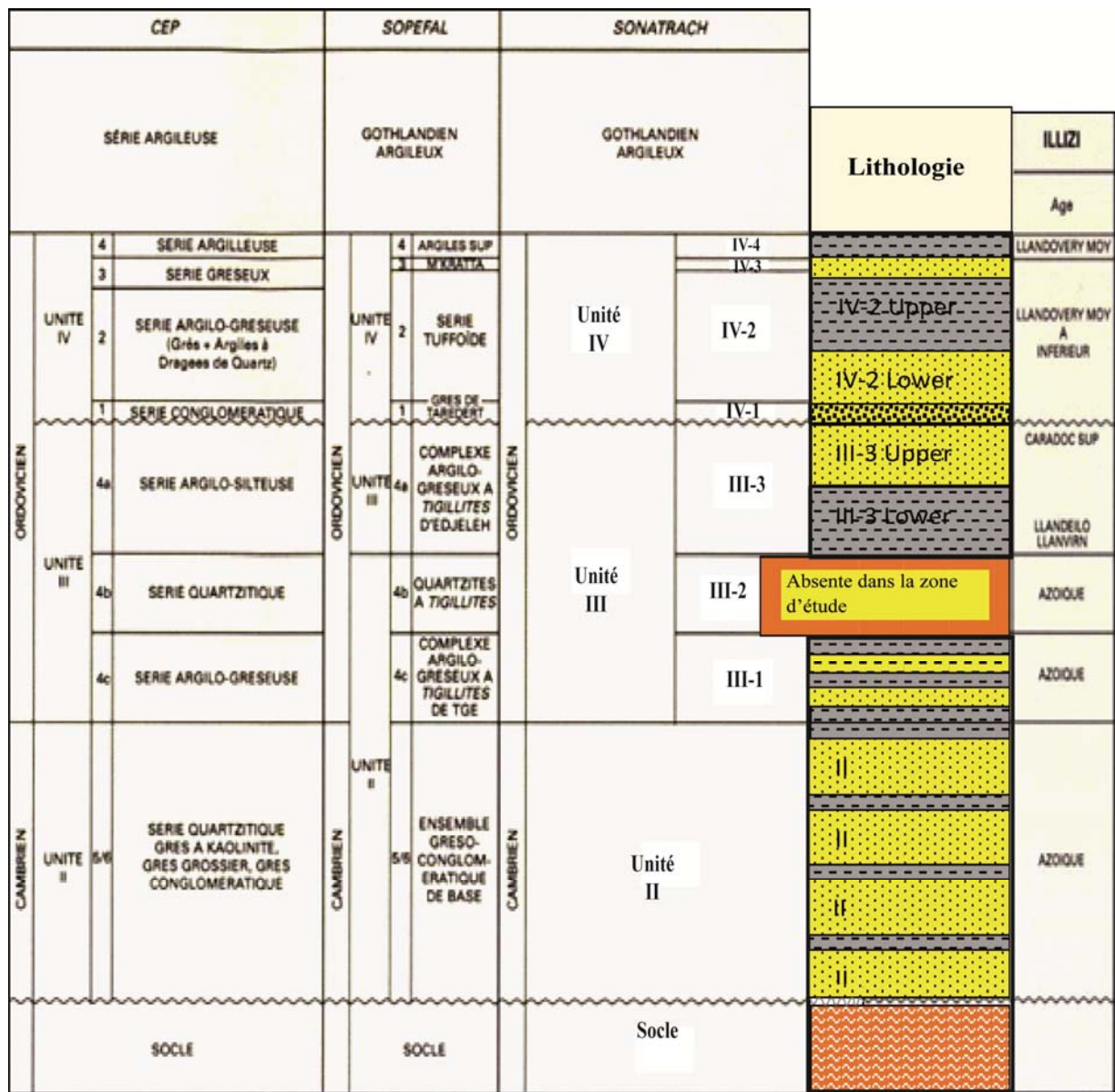


Fig. III.2. Série-type du Paléozoïque du bassin d'Illizi au Cambro-Ordovicien et datation des différents réservoirs (Robertson, 2000, modifié, 2015).

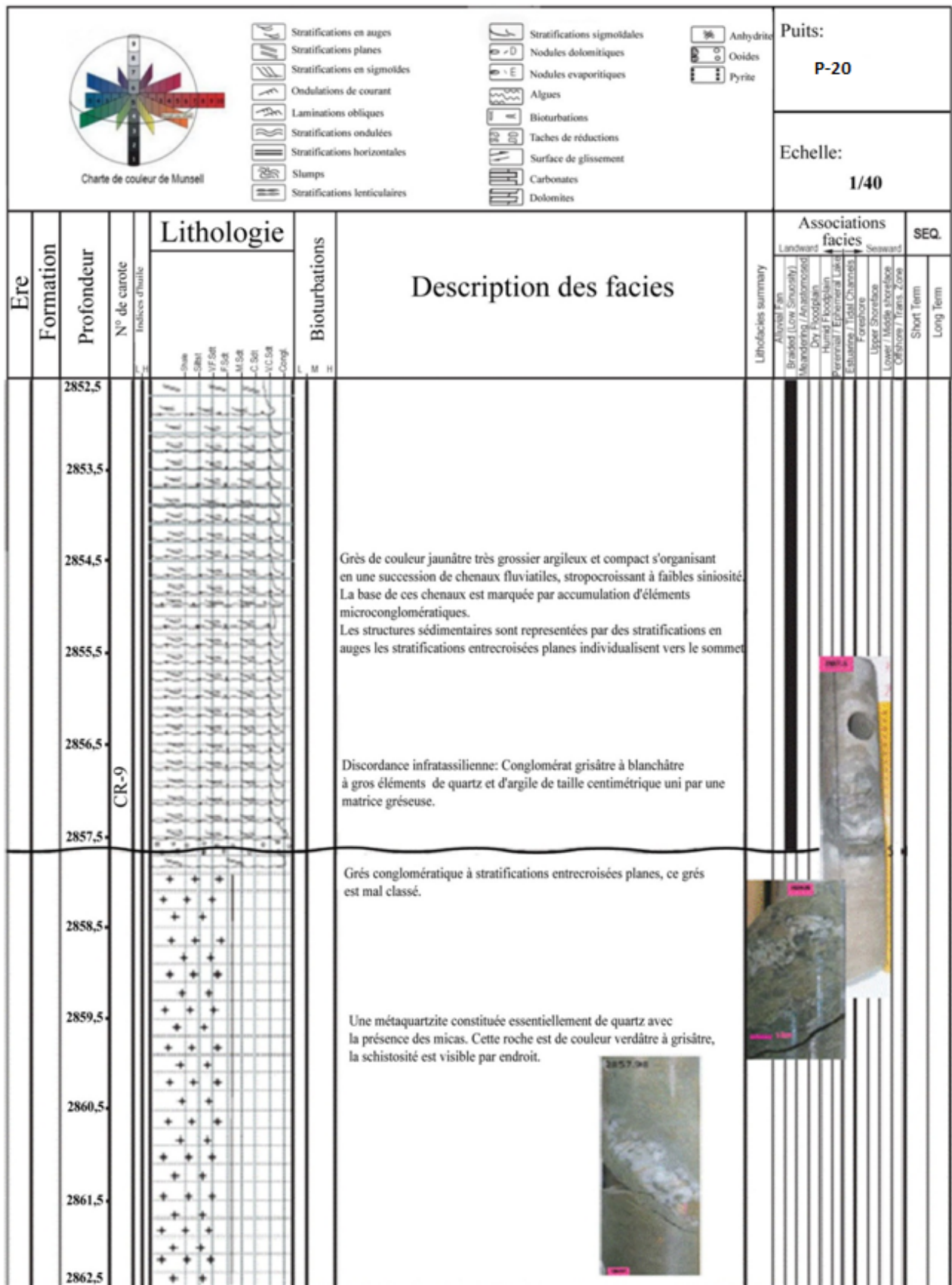


Fig. III.3. Description de l'Infracambrien et l'Unité II sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

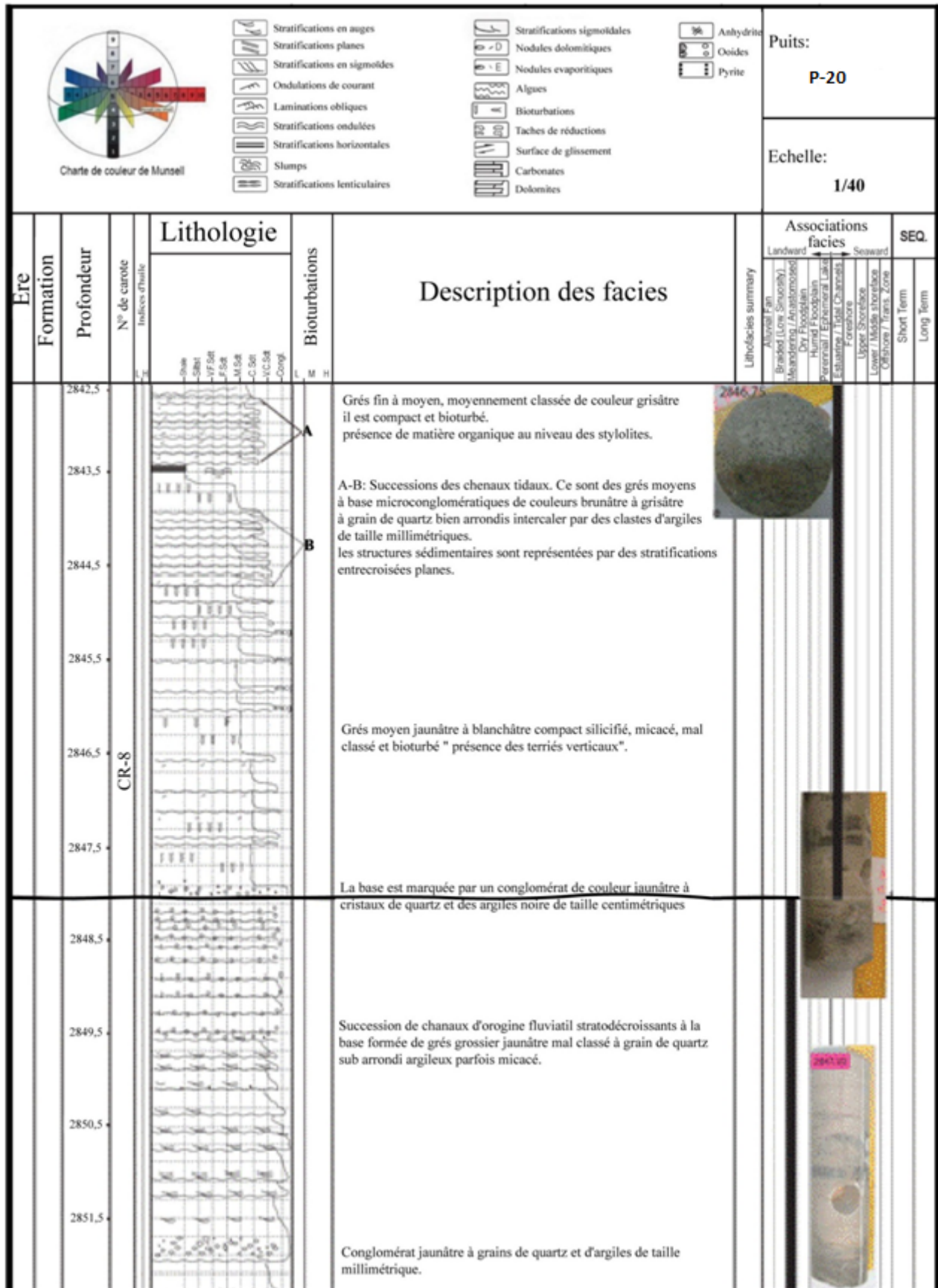


Fig. III.4. Description de l'Unité II sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

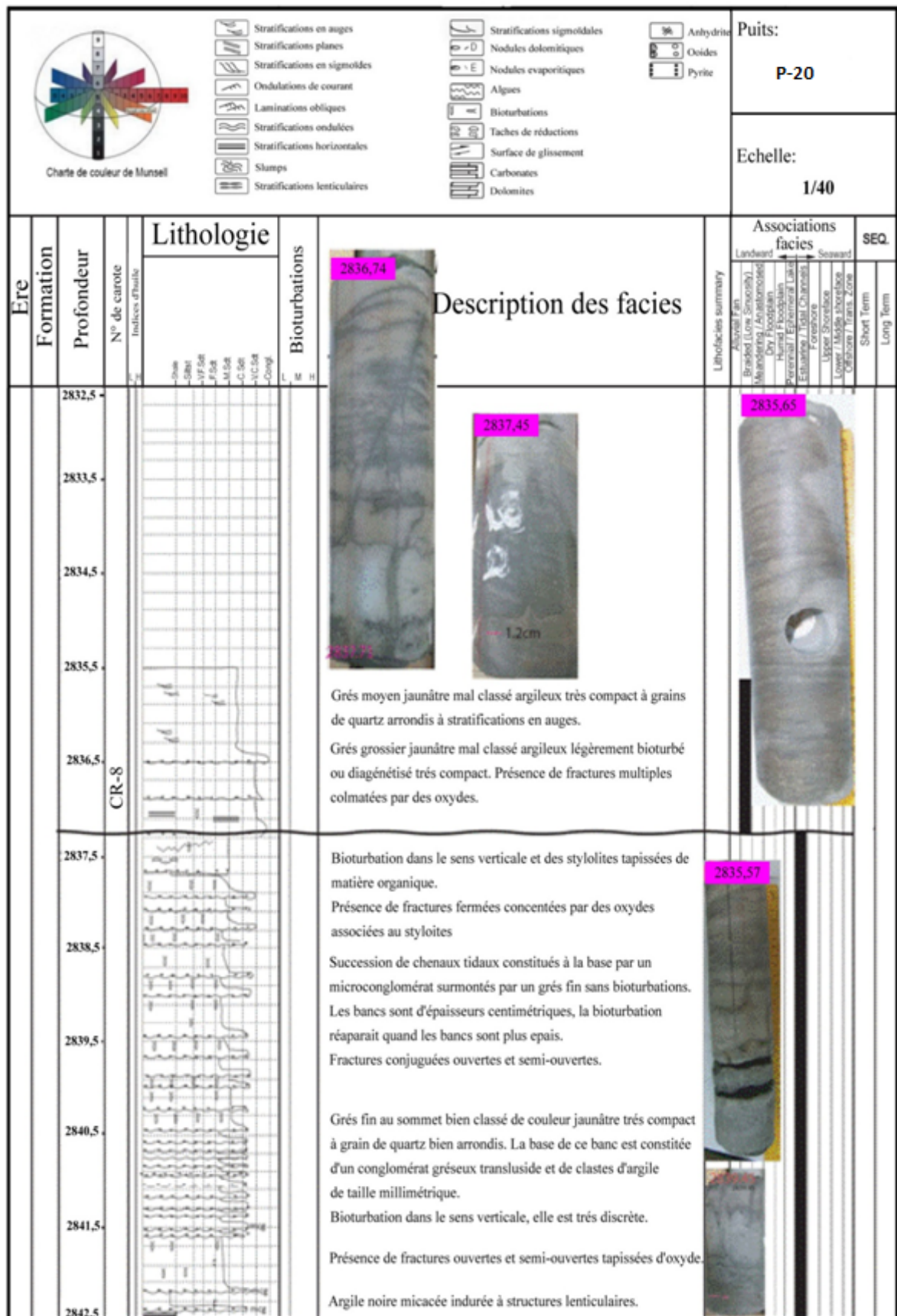


Fig. III.5. Description de l'unité II sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

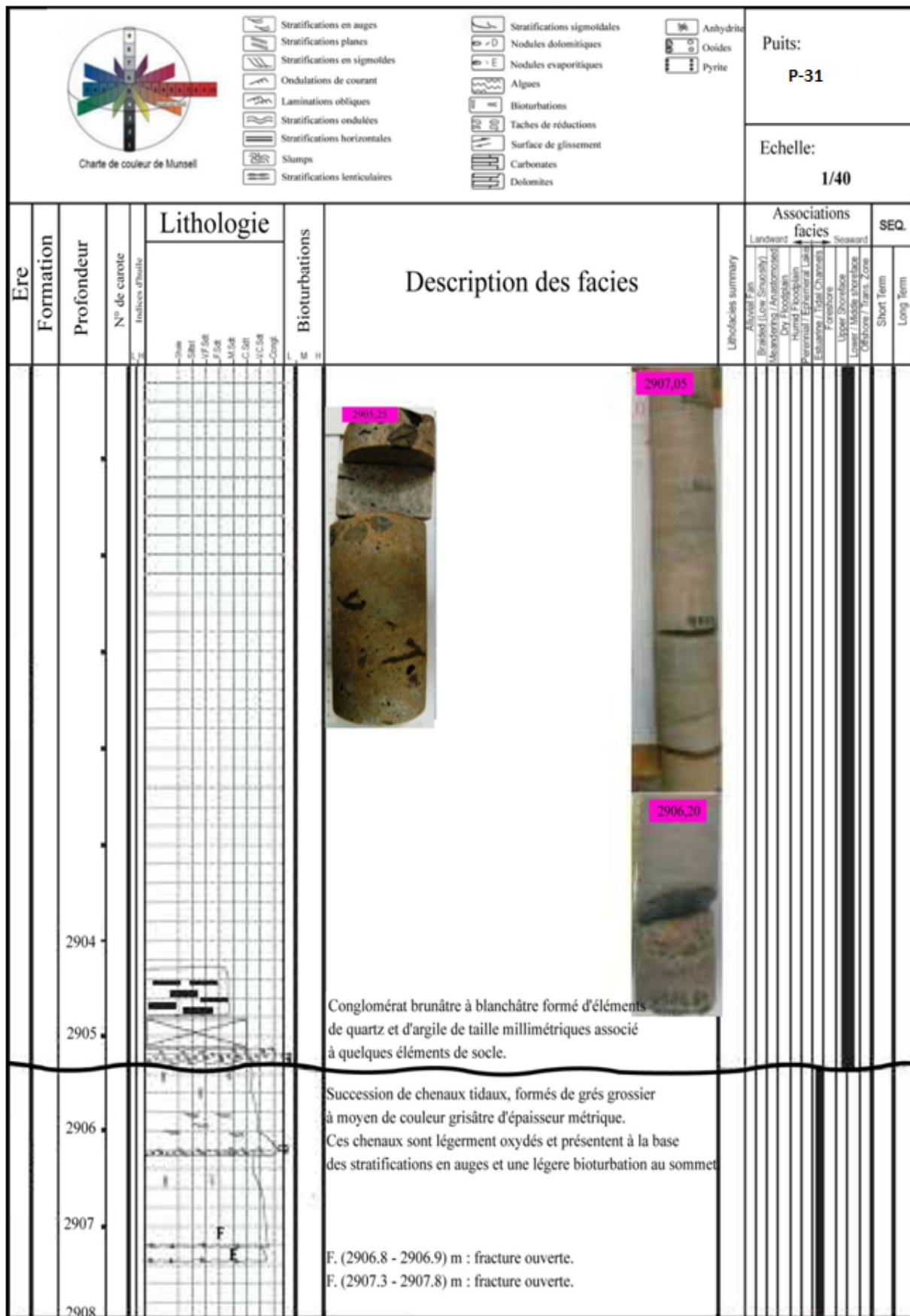


Fig. III.6. Description de l'unité II sur carotte (Puits P-31) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

II.2.2. Réservoir de l'unité III

L'unité III constitue les dépôts préglaciaires séparés de dépôts de l'unité 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.

- **Réservoir de l'unité III-1**

L'unité III-1 est représentée sur les fiches carottes du puits P-20 (*Fig. III.5, III.7 et III.8*).

P-20 (2835.65-2801) m :

De **2836.5** à **2835.5**m : Grés grossier argileux mal classé, légèrement bioturbé très compact avec présence des fractures multiples colmatées par des oxydes de couleur jaunâtre à grisâtre, avec des structures sédimentaires de types stratifications en auges.

De **2812** à **2801**m : Alternance de barre de grés fin et de silt, avec intercalation des niveaux argileux noirs et micacés. Ces grés sont de couleur blanchâtre à jaunâtre très compacts à bioturbations intenses, présence des oxydes de fer avec des structures sédimentaires stratifications lenticulaires.

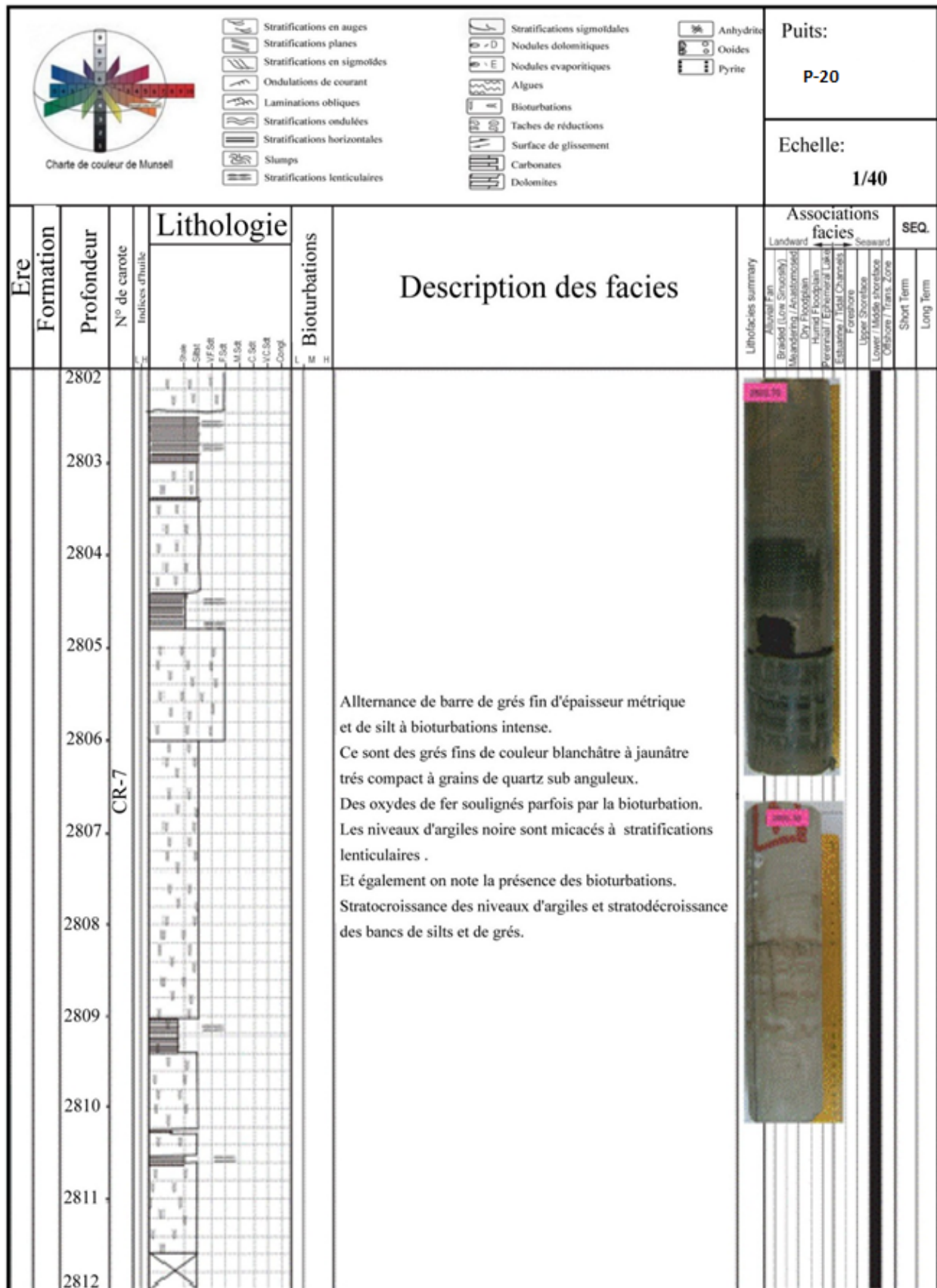


Fig. III.7. Description de l'Unité III-1 sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrherth du Bassin d'Illizi.

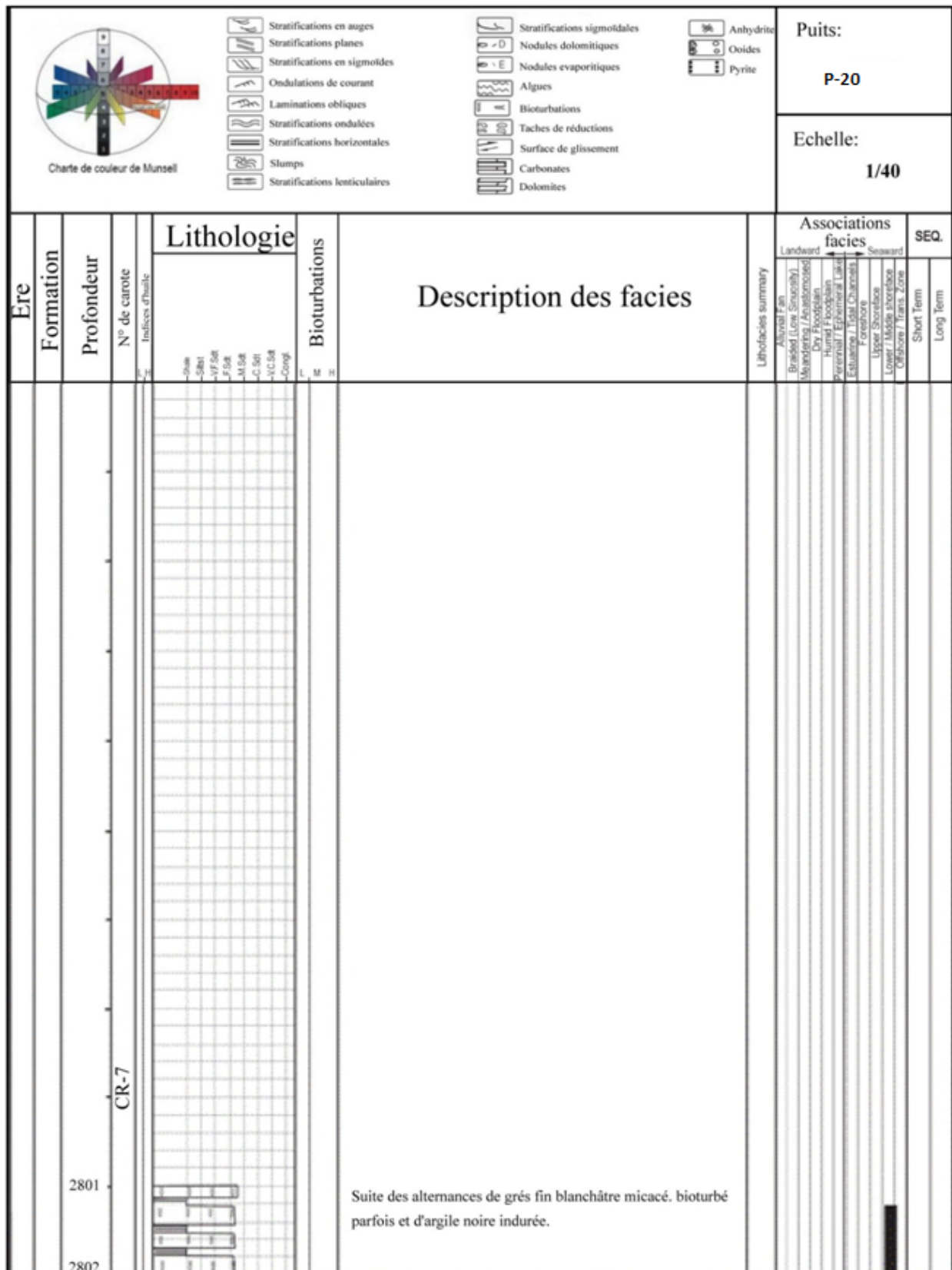


Fig. III.8. Description de l'Unité III-1 sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrherht du Bassin d'Illizi.

- **Réservoir de l'unité III-3**

L'unité III-3 forme la base de la paléovallée, elle correspond au maximum d'extension de la mer ordovicienne. Cette unité est représentée au niveau du puits P-20 sur la fiche carotte (*Fig. III.9*).

P-20 (2678-2668) m : Succession de barres gréseuses, composées essentiellement de grés de couleur gris sombre, micacés, siliceux et compact, avec intercalations des niveaux argileux. Une bioturbation intense, des fractures semi-ouvertes, des structures sédimentaires de types stratifications ondulées, des slumps et quelques laminations ondulées sont concentrées par endroit.

III.2.3. Les réservoirs de l'unité IV ou complexe terminal

L'unité IV est caractérisée par une grande variation latérale de faciès et une architecture très complexe. Ceci nous oblige à traiter chaque puits individuellement en s'appuyant sur les données disponibles. Les profils sismiques (*Fig. III.11*), montrent le caractère très variable de cette unité. Elle est complète au niveau des dépressions (paléo-vallées) (*Fig. III.10*), et réduite au niveau des zones hautes (interfleuves).

L'unité IV est formée d'un ensemble argilo-gréseux, de grés gris-clair, fin à moyen à ciment siliceux et souvent fissuré.

La base de la série est constituée par les dépôts glaciogéniques du IV-2 délimitant les vallées glaciaires et les zones hautes. Les argiles noires de cette unité (correspondant à l'unité IV-2 Supérieur) alternent avec des grés gris-clairs (identifiés comme l'unité IV-2 Inférieure).

L'unité IV-3 constitue la phase terminale des dépôts glaciaires scellée par le complexe post-glaciaire de l'unité IV-4.

La paléovallée

Durant l'Ordovicien supérieur le Gondwana a vécu une longue période de glaciation. Cette période a commencé durant l'Ashgillien supérieur-Hirnantien [31]

Elle est marquée par des cycles de régression et transgressions globales. L'âge de cette période glaciaire a été estimé de 1 à 2 million d'années [28].

La fin de la glaciation a été marquée par la déposition de l'argile durant le Silurien inférieur (Llandovery). L'avancée et le retrait de la glace a créé de vastes cuvettes et paléo-vallées qui ont une profondeur de plus de 150 m et une largeur pouvant atteindre les 2 km, selon des directions préférentielles du flux de la glace.

Ces mouvements de la glace ont été associés à des dépôts glaciaires avec des surfaces d'intense érosion. Ils ont un intérêt pétrolier très important, où les compagnies pétrolières visent les formations gréseuses de l'Ordovicien supérieur qui comblent ces paléo-vallées à travers la plate forme saharienne. La période de la fin de l'Ordovicien et le début du Silurien est marquée par le recul de la glace qui a permis le dépôt de l'argile du Silurien. Cette formation a une extension régionale qui forme la plus importante roche mère à travers la région.

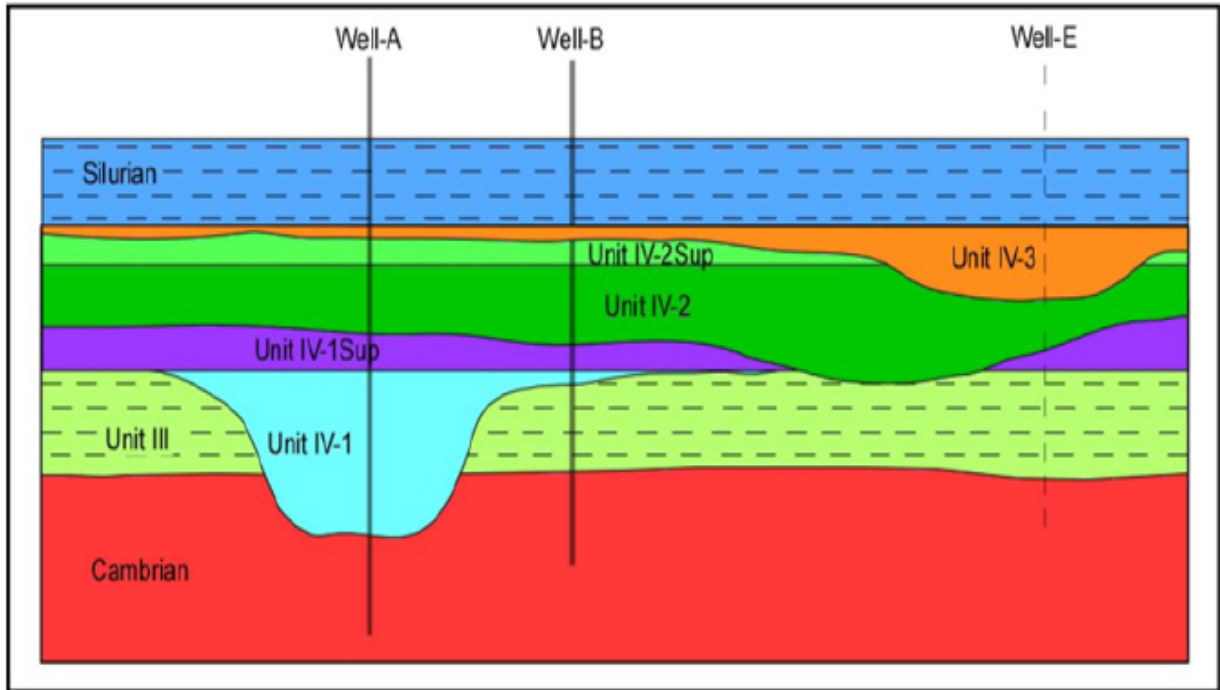


Fig. III.10. Visualisation de la paléovallée dans la séquence stratigraphique (Rapport interne Sonatrach ; Decembre 2009).

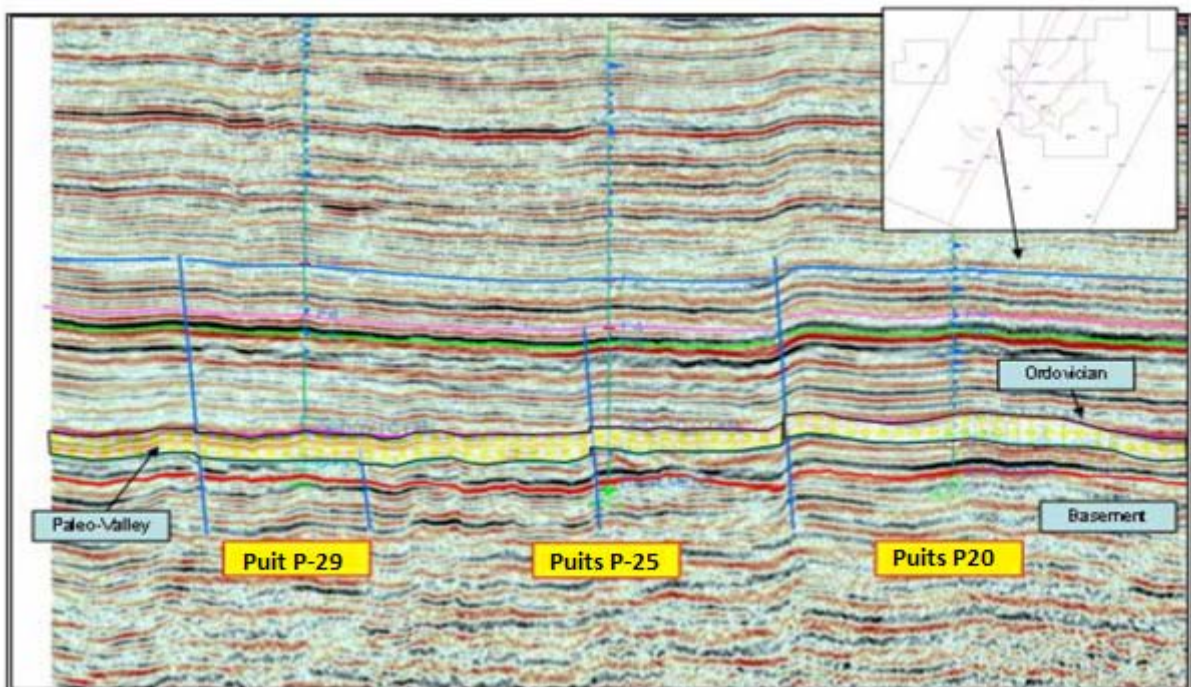


Fig. III.11. Profil sismique en 3D passant par les puits P-29, P-25 et P-20 (Rapport interne Sonatrach ; Decembre 2009).

• Le réservoir de l'unité IV-1

L'unité IV-1 appartient à l'unité IV (le complexe terminal), qui est le produit des sédiments glaciaires déposés dans l'espace d'une paléo-vallée, cette unité est représentée sur la fiche carotte du puits P-31.

P-31 (2879-2874) m : Grès fins à très fins compacts de couleur grisâtre finement laminés, avec présence de fractures ouvertes et semi-ouvertes colmatés par la silice (*Fig. III-12*).

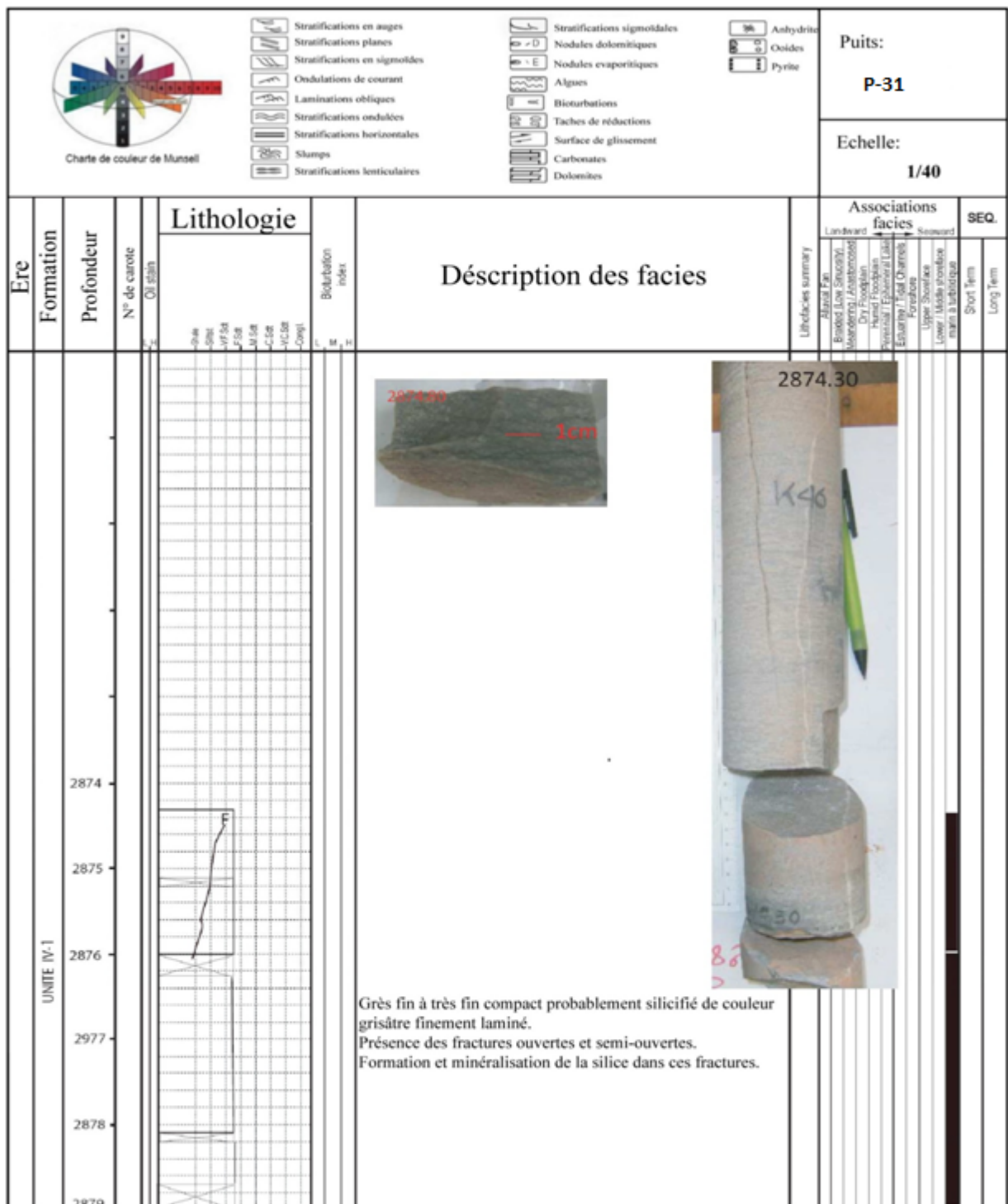


Fig. III.12. Description de l'Unité IV-1 sur carotte (Puits P-31) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

- **Le réservoir de l'unité IV-2**

L'unité IV-2 est montrée sur les fiches carotte des puits P-32, P-29, P-31.

P-29 (2817-2759) m :

De **2817** à **2759m** : Argile de couleur grisâtre légèrement silteuse, intercalée par des grés moyens à grossiers avec présence des oxydes de fer (pyrite) et des fractures ouvertes colmatées par la silice (*Fig. III.14*).

De **2810** à **2808m** : Changement de faciès marqué par une succession de bancs de grés compacts mal classés et argileux, la base de chaque banc est marquée par un conglomérat de taille centimétrique. Les structures sédimentaires sont de type stratifications entrecroisées planes (*Fig. III.15*).

De **2780.5** à **2777m** : Argile noire compacte à la base, intercalée par un microconglomérat de couleur noirâtre, avec des structures sédimentaires à stratifications lenticulaires, surmontées par deux bancs A et B marquent la fin de la caisse, formés d'un silt argileux à grés fin jaunâtre bien classée (*Fig. III.15*).

De **2777** à **2771.25m** : Banc de grés compact argileux de couleur jaunâtre moyennement classé, les structures sédimentaires sont de type stratifications laminaires obliques à grandes laminations obliques (*Fig. III.15*).

De **2769** à **2760m** : Barre de grés fin à moyen mal classé de couleur jaunâtre avec parfois des passages de films argileux noirs très micacées à stratifications lenticulaires et des concrétions carbonatées avec présence d'un microconglomérat à 2766m (*Fig. III.16*).

P-29 (2830-2763) m :

De **2830** à **2808m** : Barres gréseuses constituées de grés fin à moyen de couleur grisâtre moyennement classés, présence de fractures fermées et ouvertes, formation des géodes sous l'effet de la dissolution. Les structures sédimentaires sont à grandes laminations obliques à petites laminations obliques (*Fig. III.17, III.18, III.19*).

De **2773** à **2767m** : Grés moyen légèrement micacés de couleur brunâtre très mal classé, compact, les structures sont en stratifications en auge, avec présence des silts compacts et d'argile noire (*fig. III-20*).

De **2767** à **2763m** : La barre est marquée par un banc gréseux avec présente de fractures ouvertes, surmontées par une succession de chenaux d'influence fluviale de couleur grisâtre avec des structures sédimentaires de types stratifications en auge à la base et stratifications entrecroisées planes avec quelques clastes d'argiles (*Fig. III.20*).

P-31 (2874-2861) m :

De **2874 à 2871m** : Grés fin moyennement classés de couleur grisâtre à blanchâtre, compact avec présence de fractures ouvertes ou semi- ouvertes avec des structures sédimentaires de type stratifications horizontales planes (Fig. III.20).

De **2871 à 2861m** : Succession de barres littorales formées de grés grossiers mal classés de couleur grisâtre à verdâtre, les structures sédimentaires sont de type stratifications horizontales planes et des ondulations de courant (Fig.III.21, III.22).

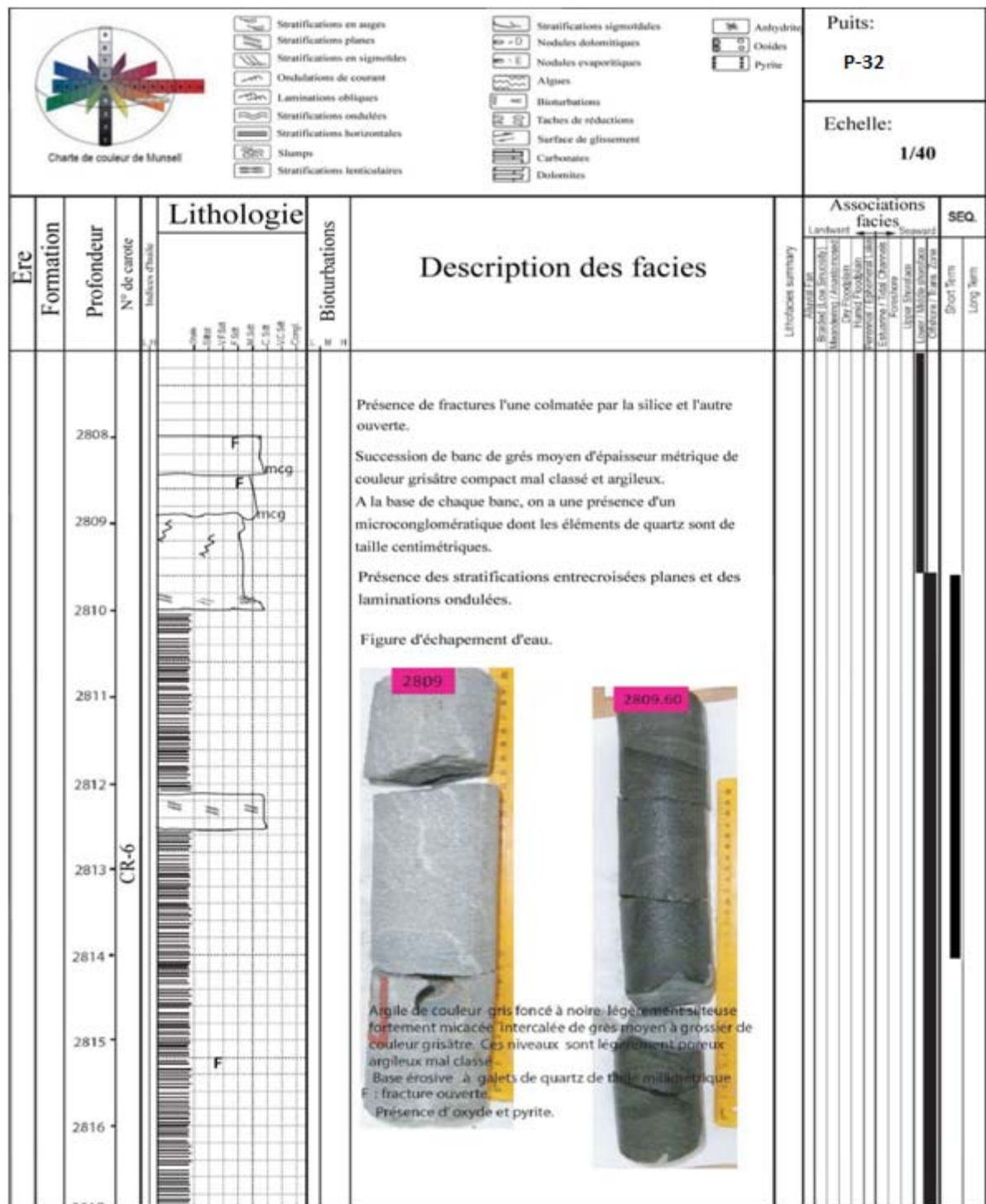


Fig. III.14. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du Bassin d'Ilizi.

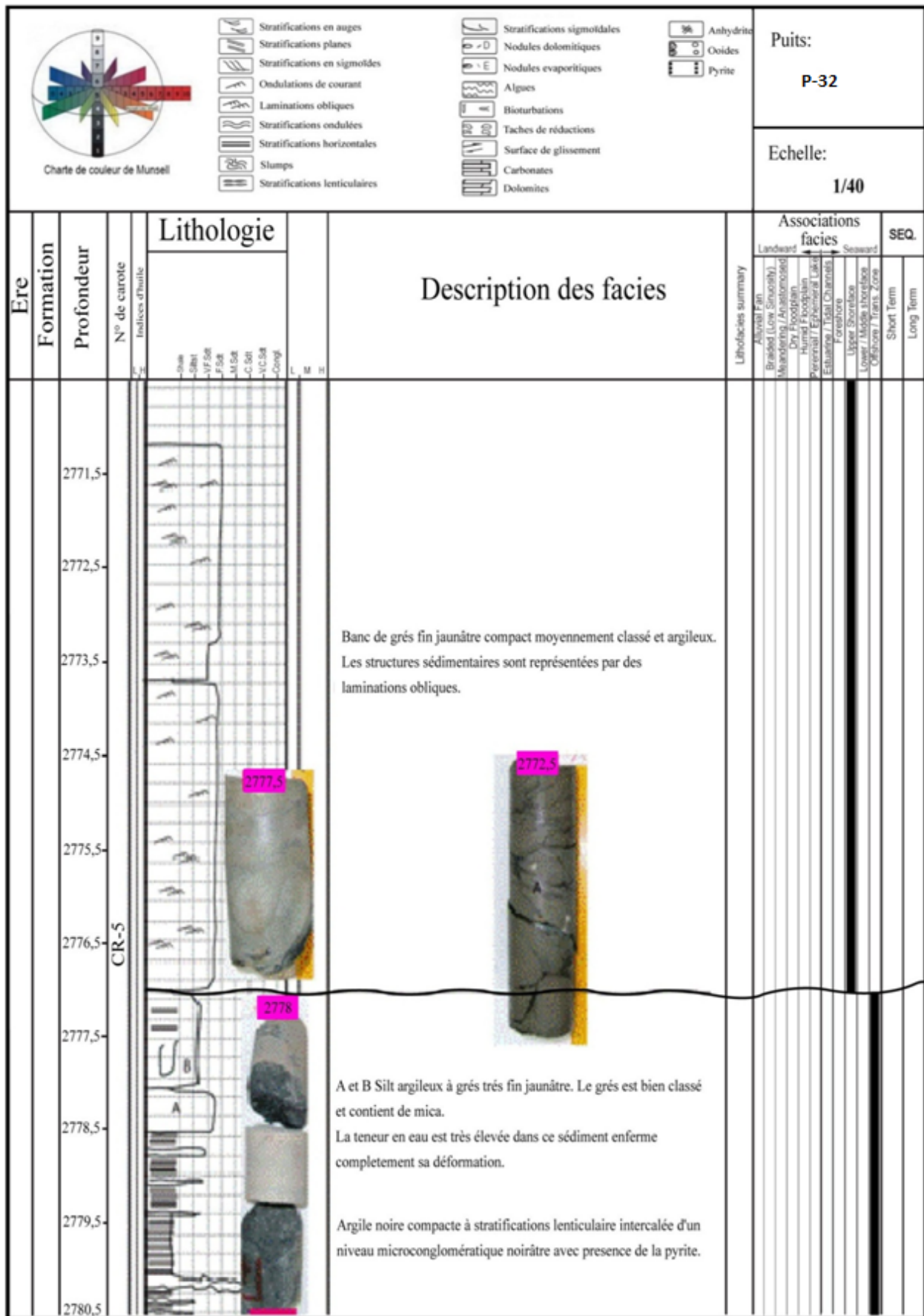


Fig. III.15. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

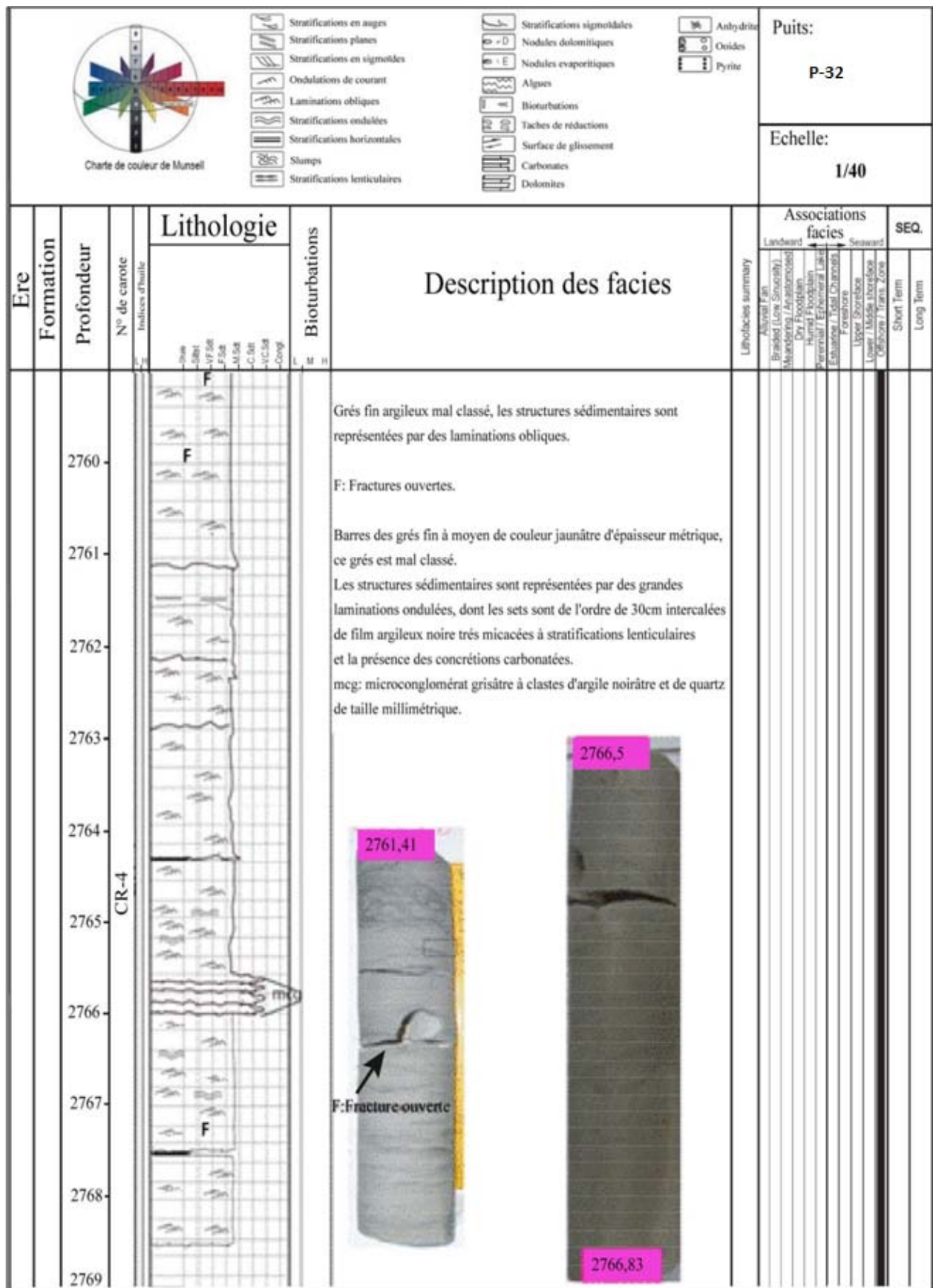


Fig. III.16. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

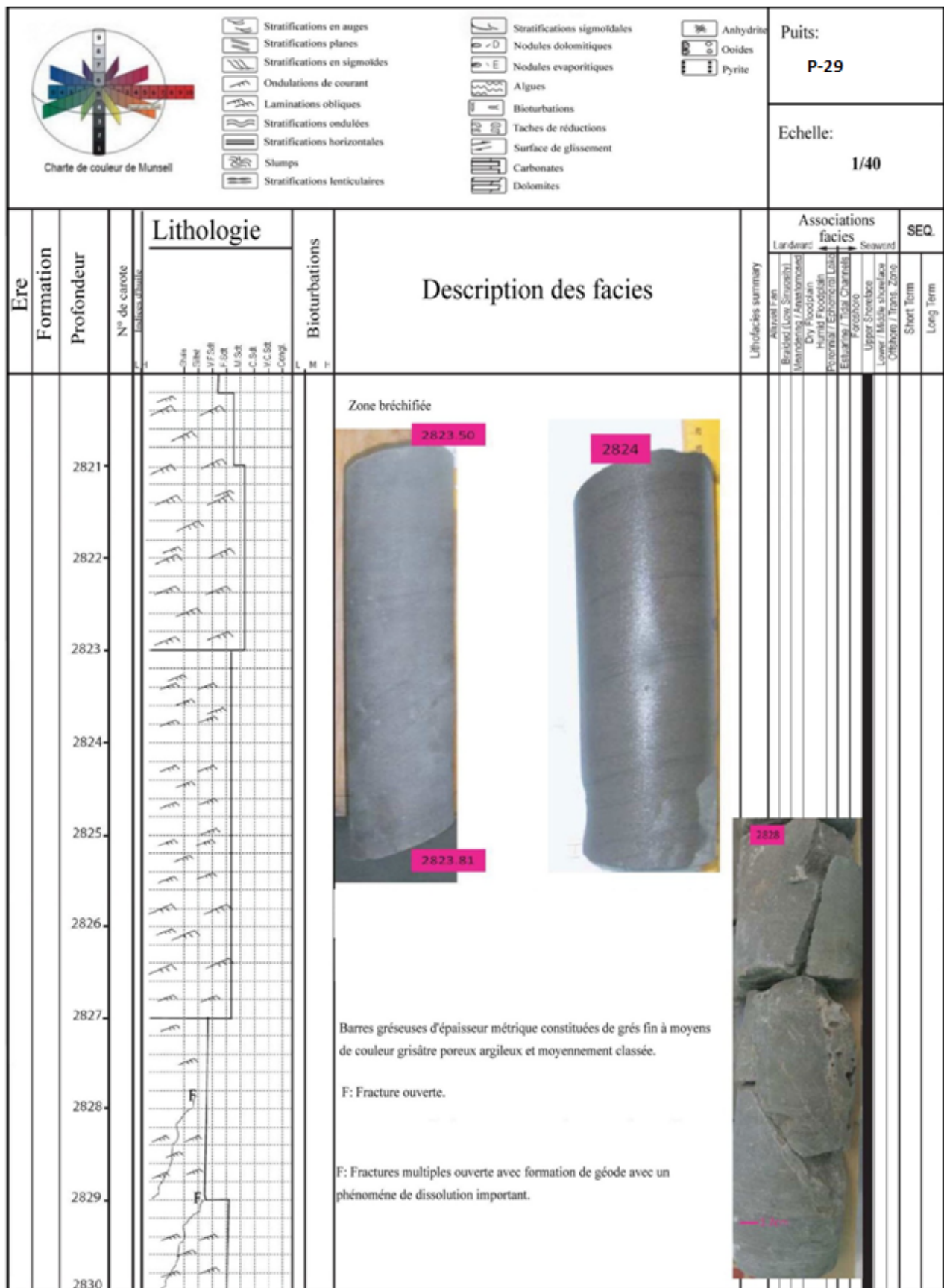


Fig. III.17. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

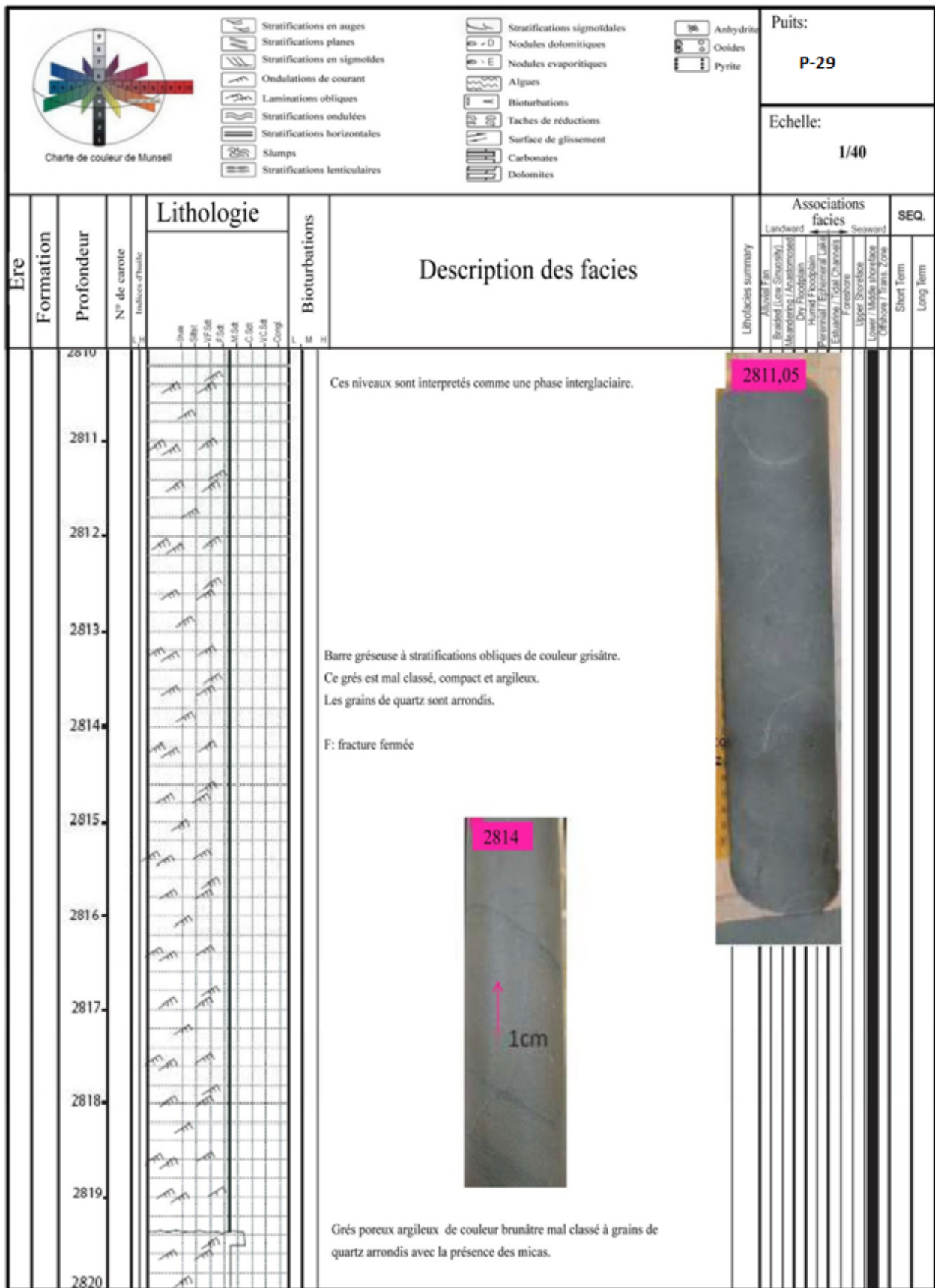


Fig. III.18. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

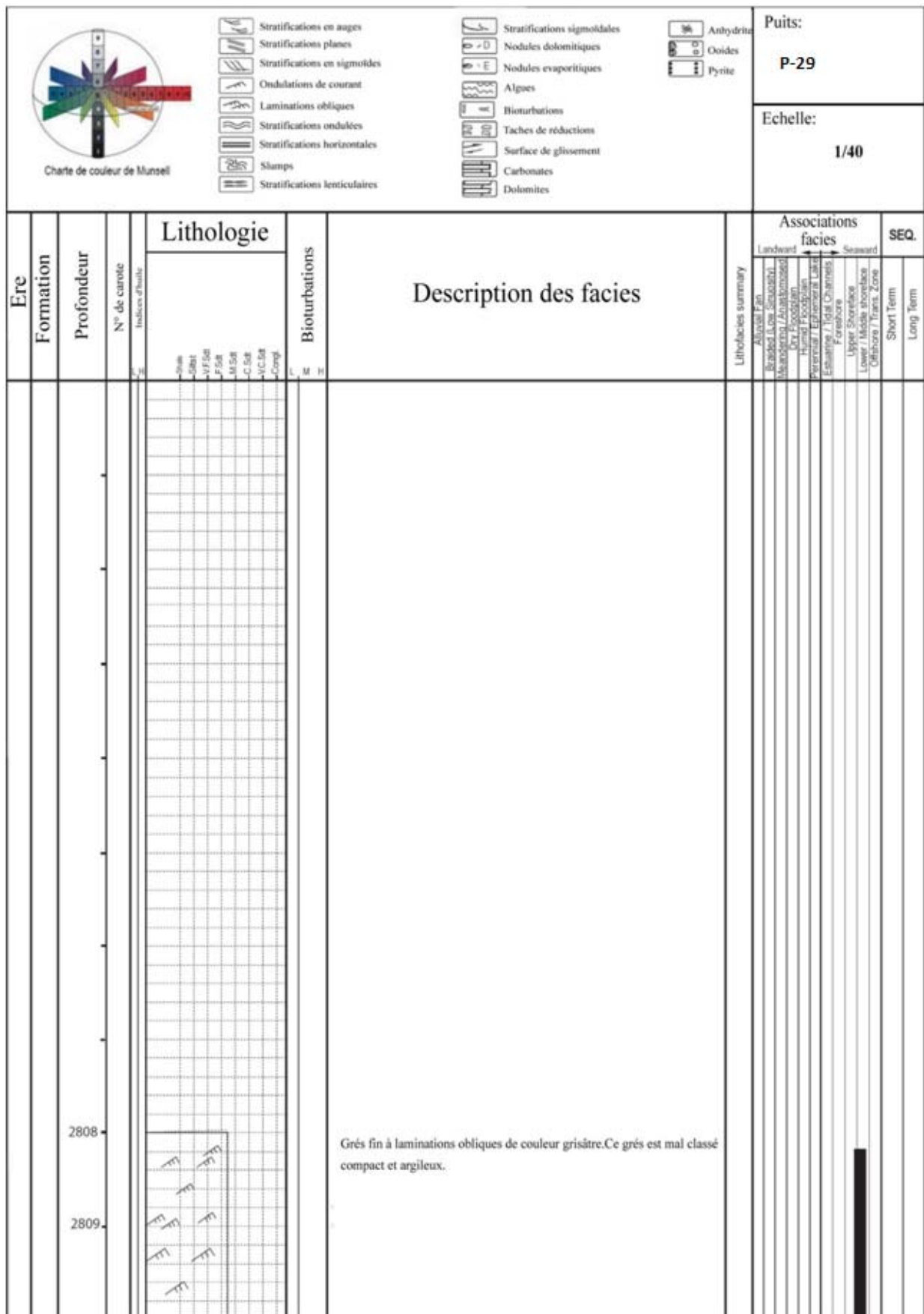


Fig. III.19. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

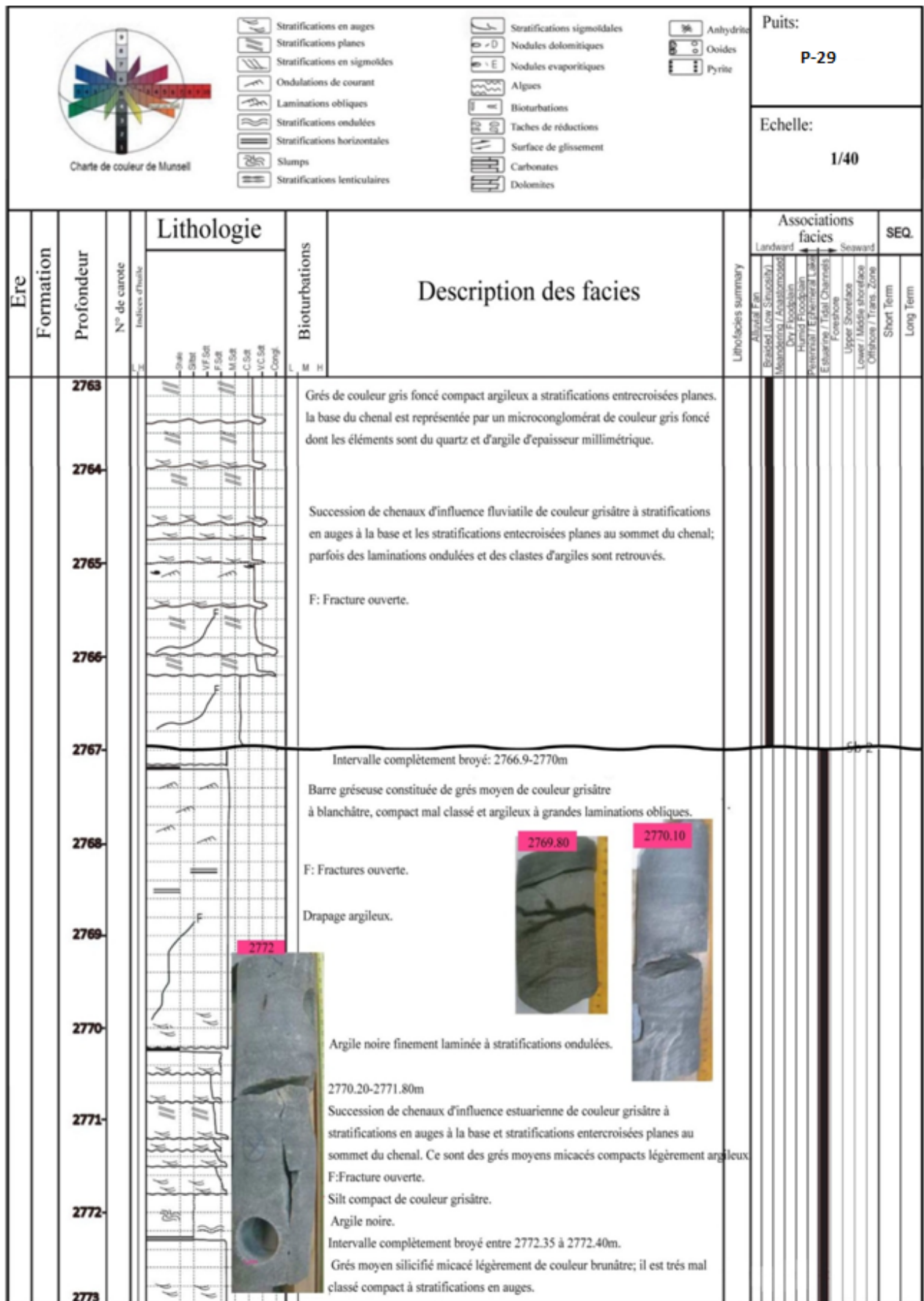


Fig. III.20. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrherth du Bassin d'Ilizi.

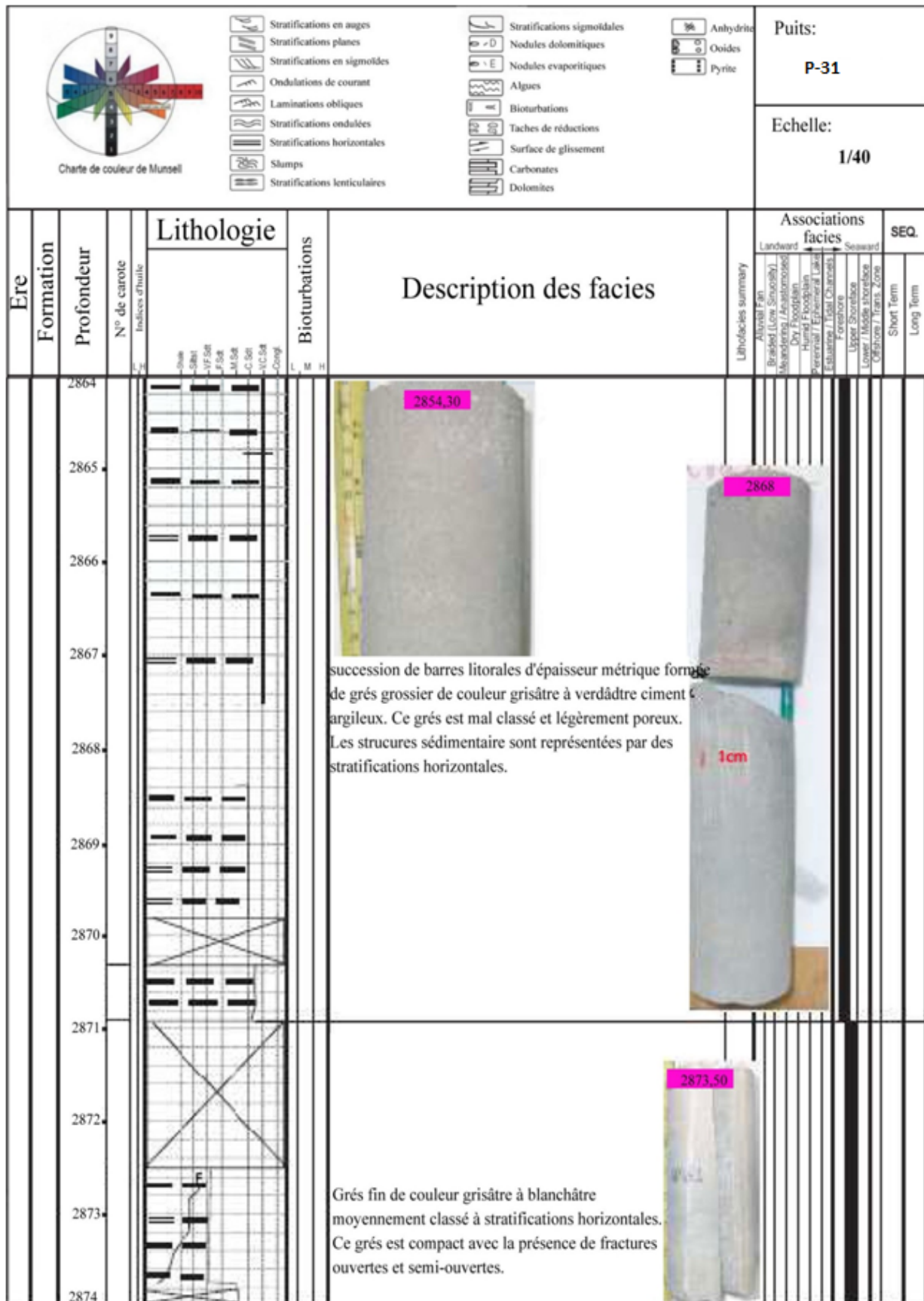


Fig. III.21. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-31) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

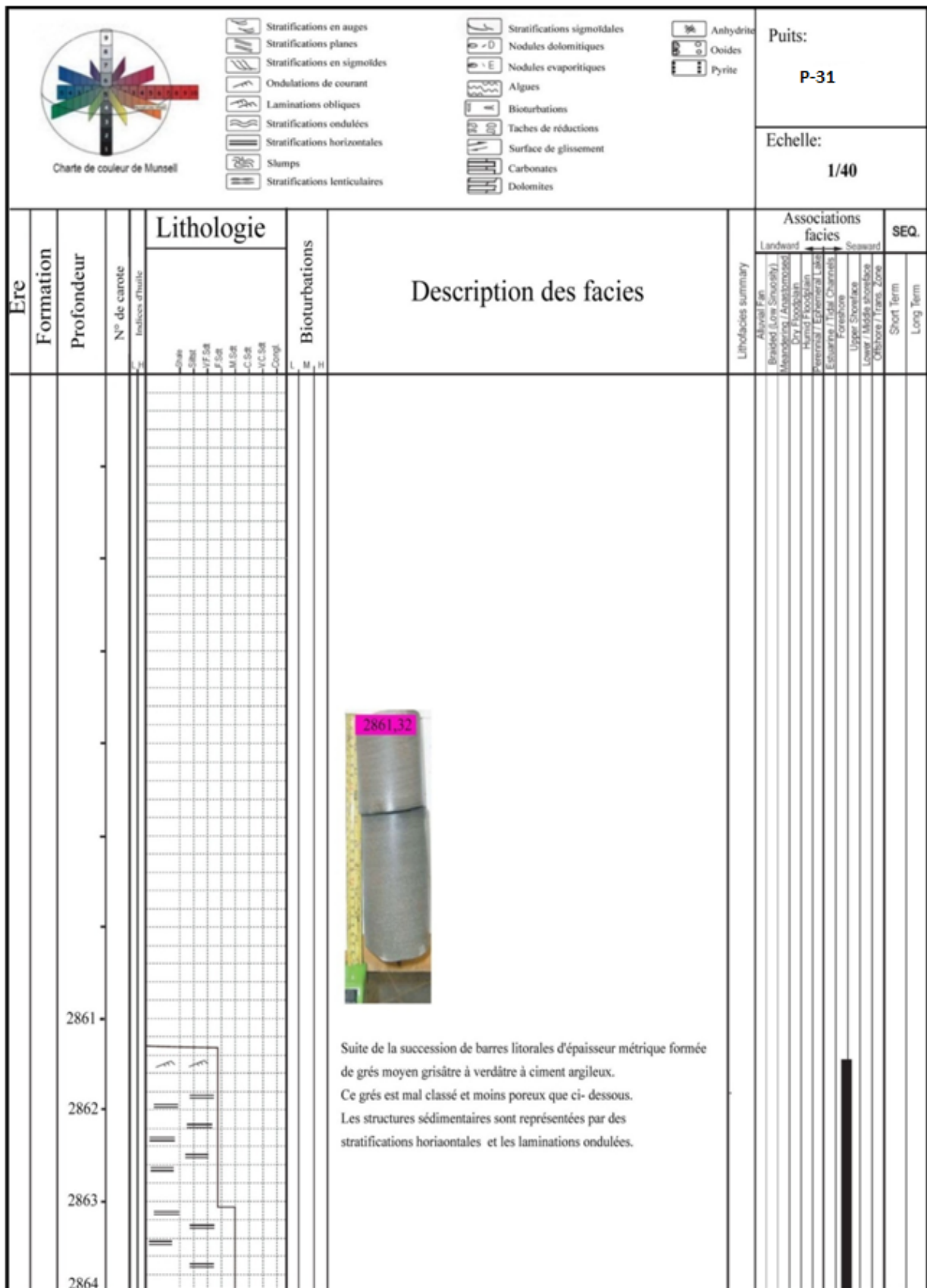


Fig. III.22. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-31) de la région Tinherth du Bassin d'Illizi.

- **Le réservoir de l'unité IV-3**

Elle est connue aussi sous le nom de dalle terminale, elle est représentée sur la fiche carotte au niveau des puits P-20, P-32 et P-29.

P-20 (2597.9-2593) m : Barres gréseuses mal classées de couleur grisâtre, d'épaisseur métriques avec présence des quartzites de couleur blanchâtre à grisâtre (*Fig. III.23*).

P-32 (2742-2719) m

De **2742** à **2733m** : Argile indurée de couleur noire, débitant en feuillets avec intercalation de quelques lentilles de silt de couleur grisâtre (*Fig. III.24*).

De **2729** à **2720m** : Alternance de niveaux argileux avec des barres de silt et de grés très fins mal classés d'épaisseur métriques avec présence de bioturbations. Les structures sédimentaires sont de type ondulées. L'épaisseur d'argile diminue de plus en plus au sommet de la carotte tandis que les barres de silts deviennent plus épaisses (*Fig. III.25*).

P-31(2731-2722) m : Argiles grisâtre à noire présentant des éléments de quartz avec intercalation parfois de grés moyens à grossiers de couleur blanchâtre mal classés, présence de nombreuses fractures colmatées par la silice et des stylolites dans le sens verticale de la carotte et des silts compacts de couleur grisâtre à noirâtre mal classés argileux et oxydés. Les structures sédimentaires sont à stratifications horizontales et les slumps(*Fig. III.26*).

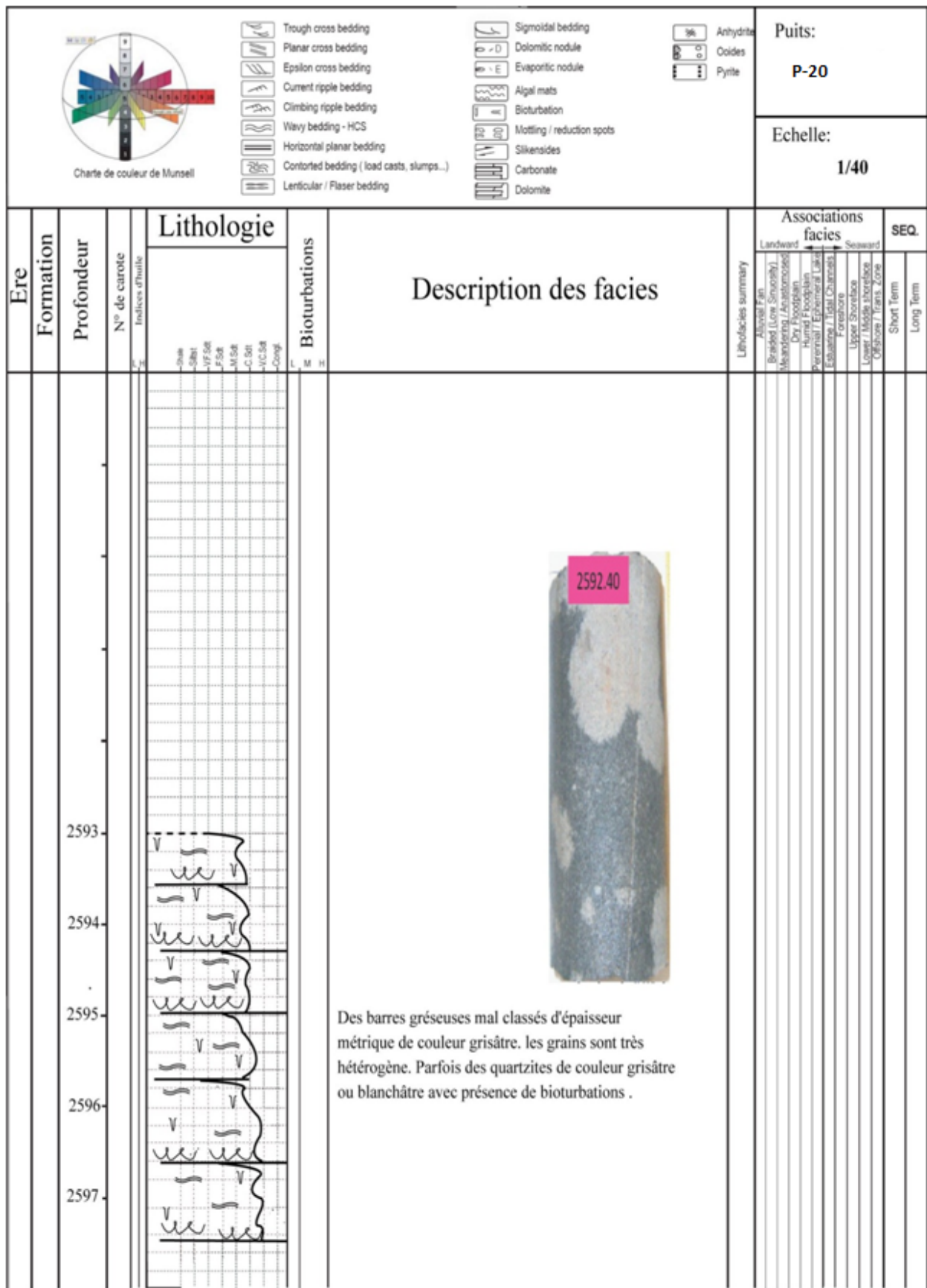


Fig. III.23. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.



Ere Formation		Profondeur		N° de carote		Indices d'huile		Lithologie		Bioturbations		Description des facies		Associations facies		SEQ.	
								-Silt -Silt -VF Silt -F Silt -M Silt -C Silt -VC Silt -Congl.		L M H				Landward Seaward Littoral Proximal Distal Shelf Slope Foreshore Upper Shoreface Lower / Middle shoreface Offshore / Trench Zone		Short Term Long Term	
		2733										 <p>Des lentilles de silts grisâtres s'intercalent dans cette intervalles comme le montre la photo.</p>					
		2734										<p>Argile noire indurée légèrement silteuse débitant en feuillets.</p>					
		2735															
		2736															
		2737															
		2738															
		2739															
		2740															
		2741															
		2742															

Fig.III.24. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrherth du Bassin d'Illizi.

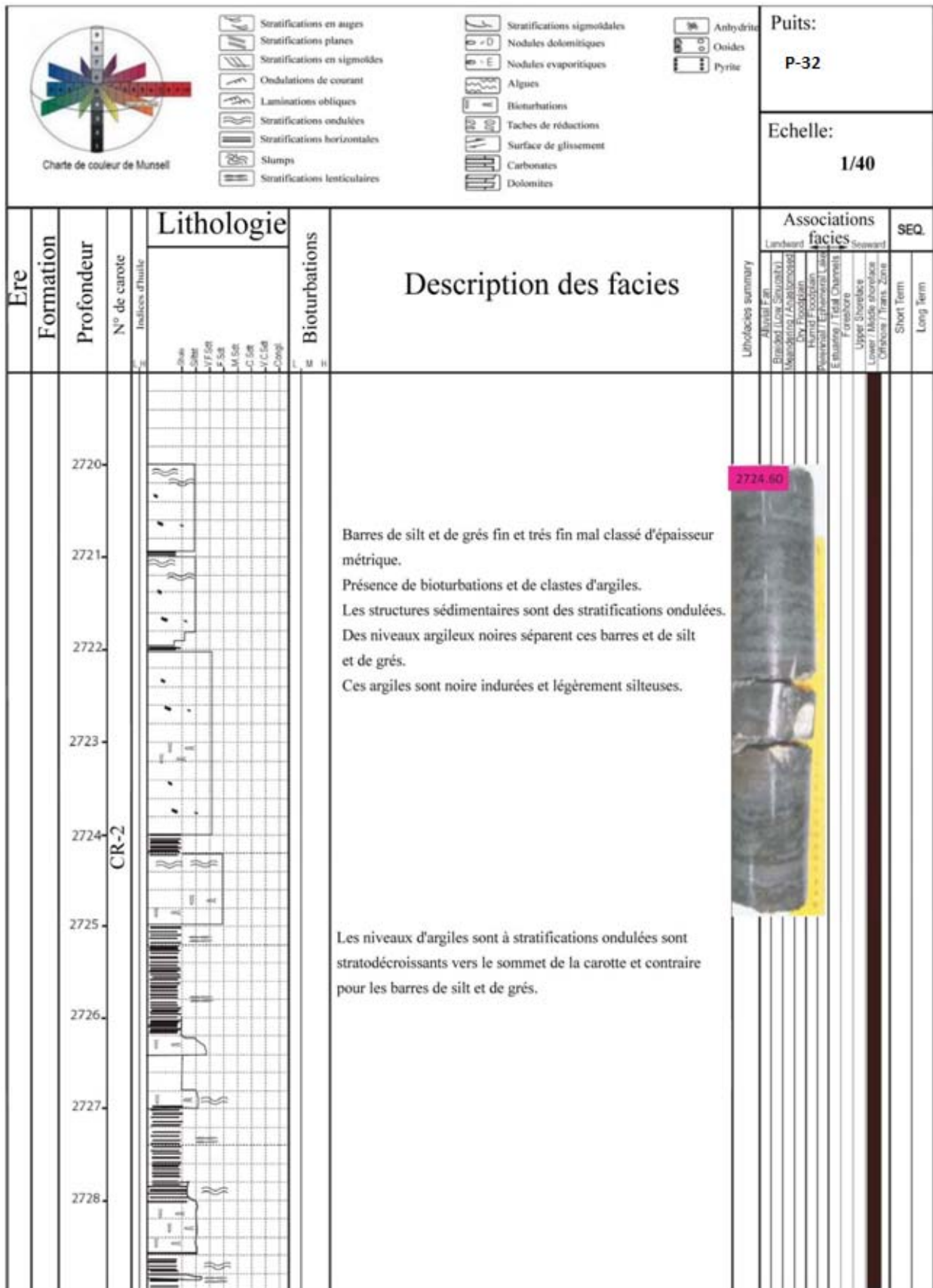


Fig. III.25. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

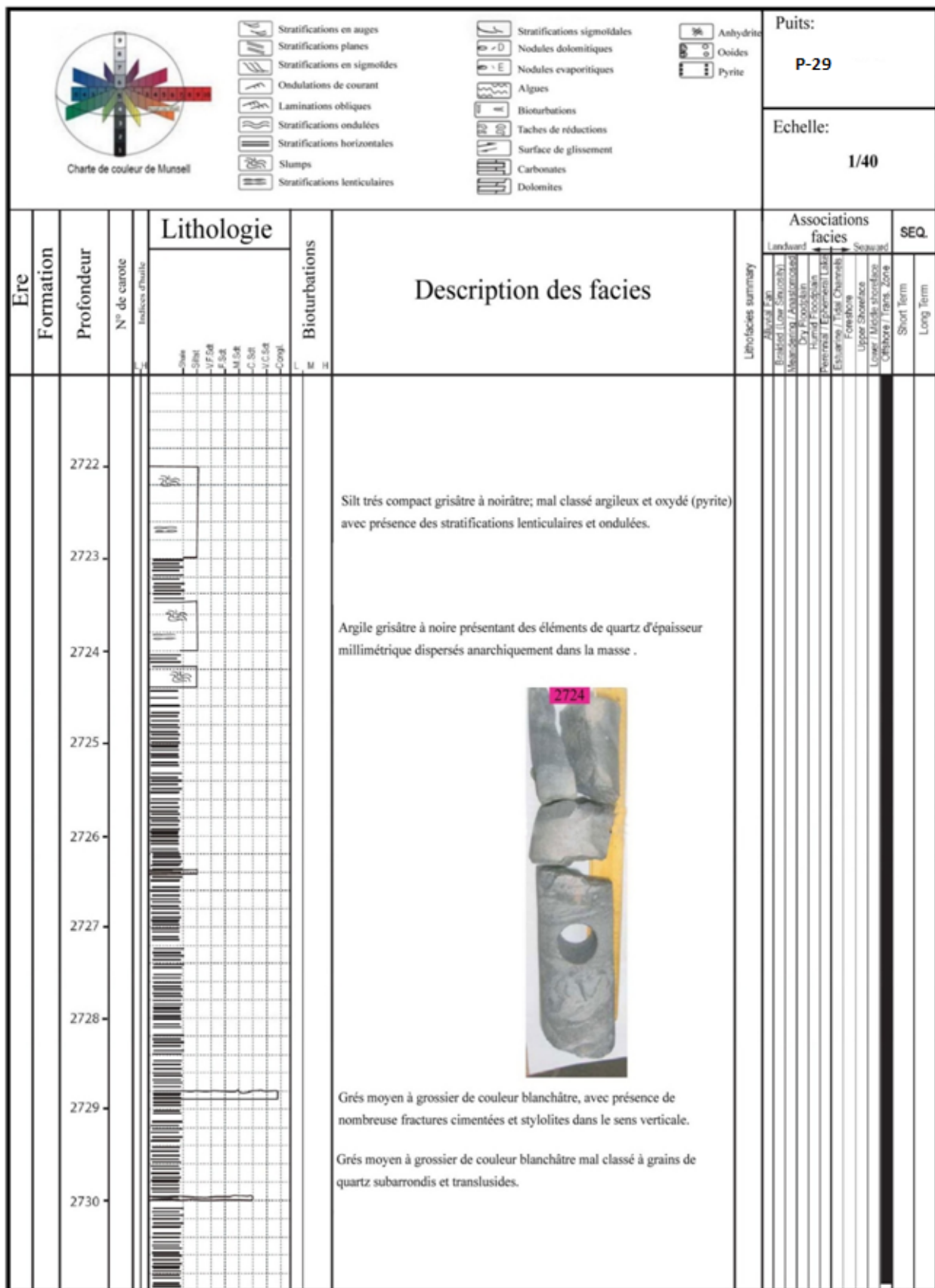


Fig. III.26. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

III.3. Interprétation des corrélations diagraphiques

III.3.1. Introduction

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 taconique, 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 compliquent l'étude de ces réservoirs.

L'application de la stratigraphie au niveau de la région d'étude (Complexe Cambro-Ordovicien), a été réalisée sur la base des données carottes disponibles, de la géologie du terrain, de logs diagraphiques (GR, Sonic, Neutron-densité et Résistivité) et à partir des travaux réalisés au voisinage de la zone d'étude, et d'autres travaux réalisés dans le bassin d'Illizi.

La série Cambro-Ordovicienne traversée par 32 puits, montre une variation de faciès et d'épaisseur qui a été observée d'un sondage à un autre. Toutes les unités du Cambro-Ordovicien (II, III et IV) sont relativement présentes et forment une séquence de dépôts plus ou moins complète.

Trois (03) profils de corrélation ont été réalisés dans le complexe Cambro-Ordovicien. Sur ces profils de corrélation toutes les unités (II, III et IV) et les sous unités (III-1, III-3, IV-1, IV-2 et IV-3) ont été reconnus et généralement montrent une bonne corrélation. Cependant, il est difficile de corréler les chenaux entre eux du fait de l'isolement relatif des corps gréseux. Les rapides variations de faciès et d'épaisseurs engendrées, rendent les corrélations entre puits délicates et compliquent l'étude de ces réservoirs.

Les corrélations réalisées, montrent que les réservoirs du Cambro-Ordovicien sont relativement continus sur toute la région d'étude et présentent des variations rapides de faciès et d'épaisseurs.

III.3.2. Profil de corrélation NE-SW :

Le profil de corrélation de direction NE- SW passant par les puits P-29, P-25, P-20, P-18, P-14, P-9, P-6, P-4, P-2 et P-1 (*Fig.III.27*), montre l'existence de six (06) unités (II, III-1, III-3, IV-1, IV-2 et IV-3) ; Cependant elles sont parfois présentes et parfois absentes d'un puits à un autres (*Fig.III.28*).

L'unité II est présente au niveau des puits P-25, P-20, P-18, P-14, P-9, P-4, P-6, P-2 et P-1, elle repose en discordance sur le socle. Cette unité présente une épaisseur importante de l'ordre de 85 mètres au niveau du puits P-25, situé dans la partie Sud- Ouest. L'épaisseur de l'unité II s'amincit progressivement en allant du Sud vers le Nord, elle atteint les 15 m au niveau du puits P-1 pour disparaître au niveau du puits P-29 à cause de l'érosion glaciaire ou de non dépôt.

L'unité III-1 existe au niveau de tous les puits à savoir P-29, P-20, P-18, P-14, P-9, P-4, P-6, P-2 et P-1, elle est absente au niveau du puits P-29, situé dans la partie Sud- Ouest du profil de la région Tinrhert ; elle présente une épaisseur plus ou moins constante de l'ordre de 40 m en direction du Nord Est- Sud Ouest de la région suivant l'extension de l'unité II. Cette unité a de très faible potentialité d'être réservoir du fait de son caractère argileux, mais elle joue un rôle important comme roche couverture pour l'unité II.

L'unité III-3 on la retrouve au niveau de tous les puits, à l'exception du puits P-29 situé dans la partie Sud- Ouest et le puits P-4 situé dans la partie Nord- Est du profil. L'unité III-3 forme la base de la paléovallée, elle est superposée par l'unité IV-2 avec un brusque contact qui se présente comme une érosion ou une discordance de ravinement glaciaire (érosion taconique) ; son épaisseur est relativement constante d'où elle atteint les 121 m au niveau de P-2 passant à 105.9 m au niveau du puits P-20, ceci est dû à l'extension maximum de la mer Ordovicienne, elle est considérée comme étant l'un des réservoirs les plus importants.

L'unité IV-1 est présente uniquement au niveau des puits P-29 et P-5. Au niveau du puits P-29, elle repose directement sur le socle avec une épaisseur de 43 m passant à 57.69 m au niveau du puits P-4 ce qui explique que cette unité présente une épaisseur importante au niveau des dépressions et réduite dans les zones hautes; par contre pour le reste des puits du profil, l'unité IV-1 est totalement absente dû à l'érosion glaciaire ou le non dépôt.

L'unité IV-2 est présente au niveau de tous les puits avec des épaisseurs variables, formant la discordance de ravinement glaciaire, soit en continuité sur l'unité IV-1 (puits P-29 et P-4), d'où elle présente un développement important dans la partie Sud- Ouest avec une épaisseur de 170 m au niveau du puits P-29, qui se réduit vers le Nord- Est atteignant les 139.6 m, enregistrée au niveau du puits P-1, ceci est expliqué par le produit des sédiments glaciaires déposés dans l'espace d'une paléovallée. Ces sédiments sont caractérisés par une rapide variation de puissance et de faciès et une architecture très complexe.

L'unité IV-3 est présente au niveau de tous les puits du profil, son épaisseur est faible elle présente une épaisseur plus ou moins constante qui varie dans les limites de 15 à 25 m, mais son importance réside dans son extension spatiale, d'où elle constitue le réservoir principal.

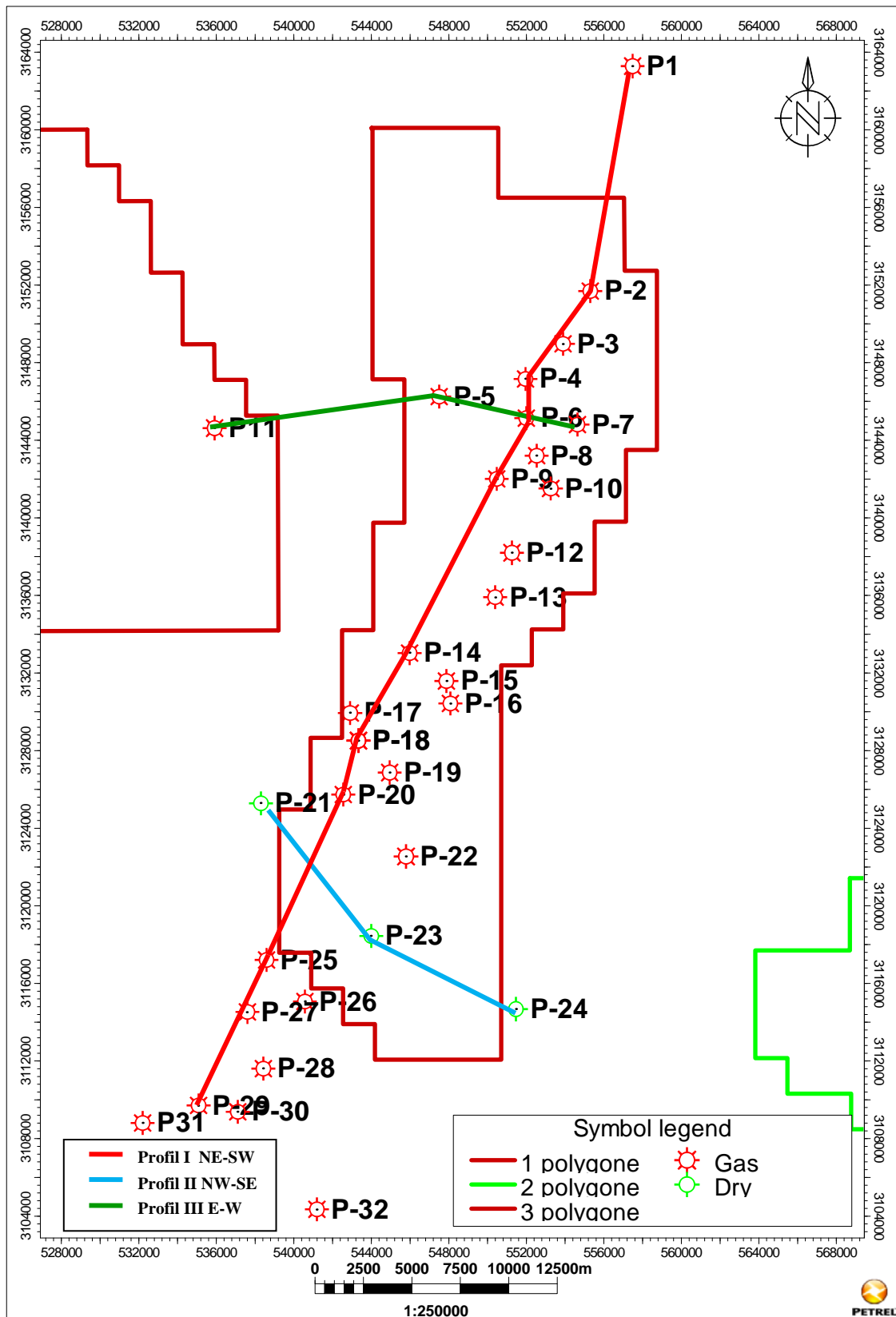


Fig. III.27. Plan de position des puits et les profils de corrélation de la région Tinrhert du Bassin d'Ilizi.

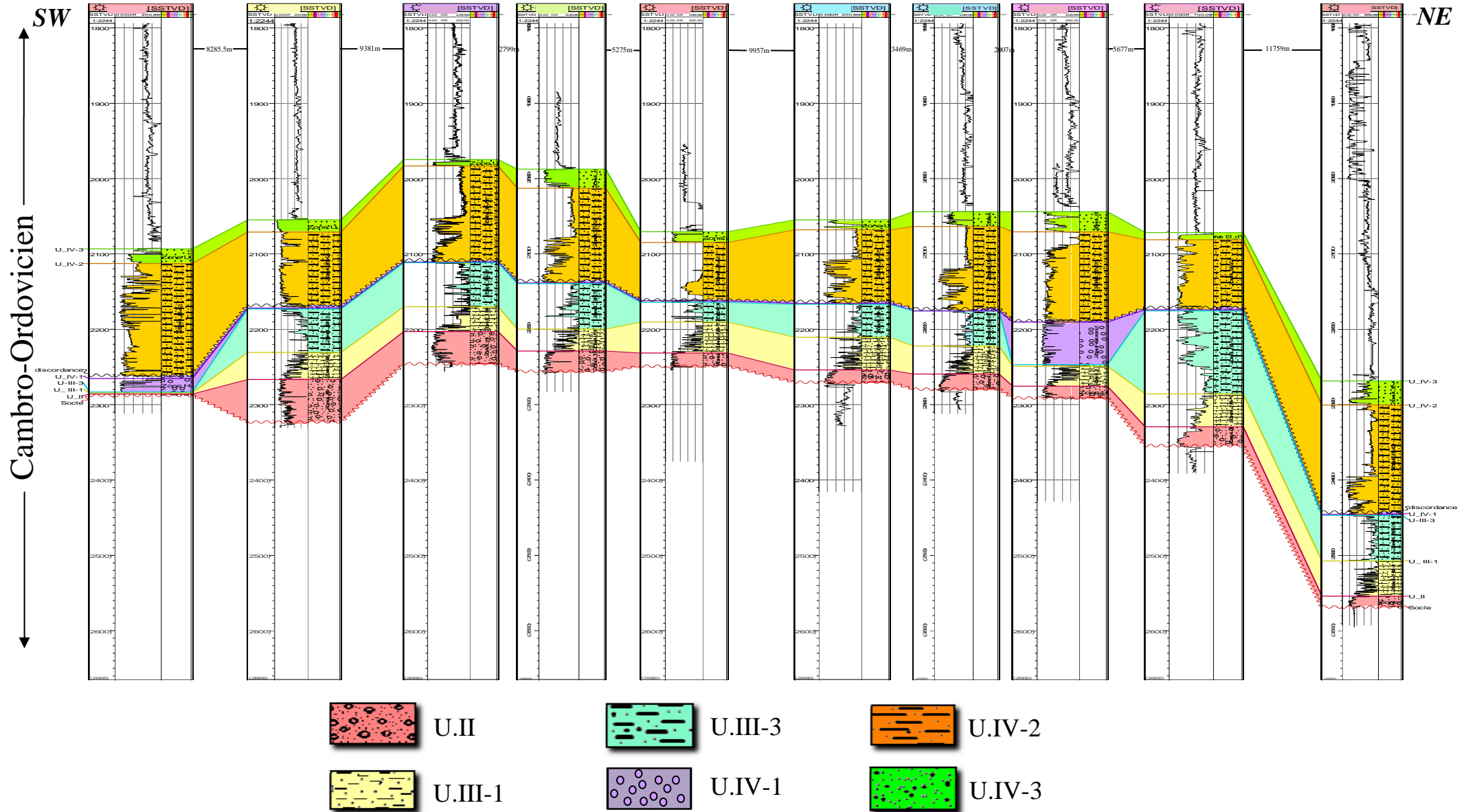


Fig. III.28. Profil de corrélation du réservoir Cambro-Ordovicien à travers les puits P-29, P-25, P-20, P-18, P-14, P-9, P-6, P-4, P-2 et P-1 de la région Tinrhert du Bassin d' Illizi.

III.3.3. Profil de corrélation NW-SE

Le profil de corrélation de direction NW-SE passant par les 3 puits P-21, P-23 et P-24 (*Fig.III.27*), montre l'existence de 5 unités, à savoir l'unité II, III-1, III-3, IV-2 et IV-3 (*Fig.III.29*).

L'unité II est présente au niveau de tous les puits, elle repose en discordance sur le socle panafricain ; elle présente une épaisseur importante au niveau du puits P-23 de l'ordre de 50m dans la partie Sud- est de la structure, elle diminue progressivement pour atteindre les 15m au niveau du puits P-24 dans la partie sud- est avec une épaisseur de l'ordre de 15m.

L'unité III-1 existe le long du profil, repose sur l'unité III-1 elle a une épaisseur importante atteignant 43m au Sud- est au niveau du puits P-23, elle devient faible en allant vers le Sud- Ouest pour atteindre les 18m.

L'unité III-3, on la retrouve au niveau des puits P-23 et P-24, elle est totalement absente au niveau du puits P-21 érodé par la discordance glaciaire ou le non dépôt. L'épaisseur moyenne de cette unité est de l'ordre de 103 m.

L'unité IV-1 est totalement absente sur tous les puits du profil dû à l'érosion du ravinement glaciaire (érosion glaciaire) ou le non dépôt.

L'unité IV-2 est présente le long de tout le profil, son épaisseur est importante expliqué par le produit des sédiments glaciaires déposés dans l'espace d'une paléovallée ; elle atteint les 140m d'épaisseur dans la partie sud- ouest au niveau du puits P-21, et elle diminue progressivement dans la partie sud- est au niveau du puits P-24 de l'ordre de 97m et atteignant ainsi les 42 m au niveau du puits P-23.

L'unité IV-3 on la retrouve au niveau du puits P-21 et totalement absente au niveau des puits P-23 et P-24 avec un caractère argileux, elle présente une épaisseur faible, l'épaisseur moyenne de cette unité est faible de l'ordre de 7m.

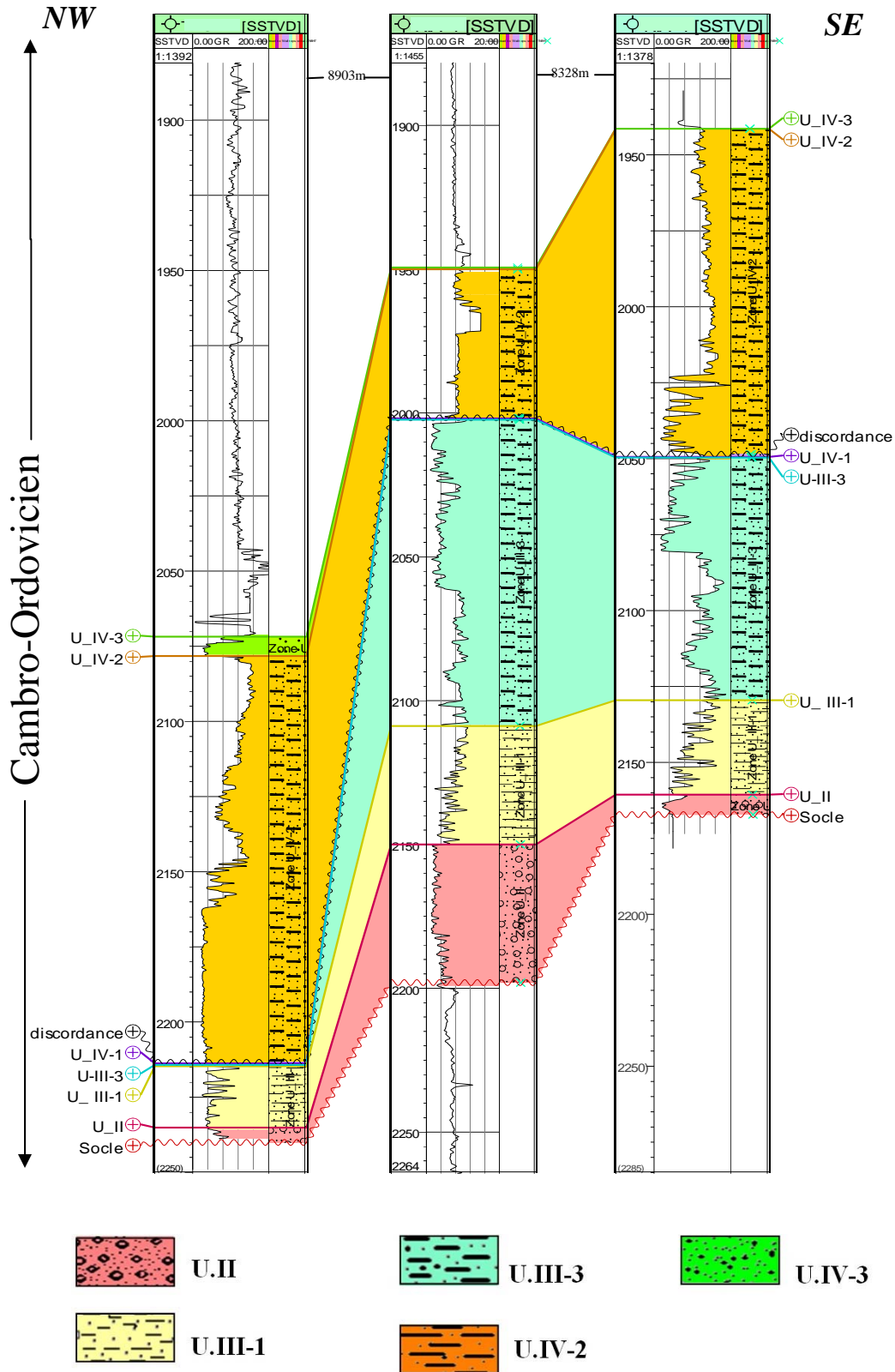


Fig. III.29 : Profil de corrélation du réservoir Cambro-Ordovicien à travers les puits P-21, P-23 et P-24 de la région Tinrhert du Bassin d'Ilizi.

III.3.4. Profil de corrélation E-W

Le profil de corrélation de direction E-W (*Fig. III.27*) passant par les puits P-11, P-5 et P-7 (*Fig. III.30*) montre :

L'unité II est présente au niveau des puits P-5 et P-7, par contre au niveau du puits P-11 elle est absente, ceci est expliqué par son dépôt ou son érosion par la discordance glaciaire; son épaisseur moyenne est de l'ordre de 23m.

L'unité III-1 est absente au niveau des puits P-11 et P-5, elle présente une épaisseur de l'ordre de 28 m enregistrée au niveau du puits P-7.

L'unité III-3 est présente au niveau des puits P-5 et P-7 repose en discordance sur l'unité IV-2 avec une épaisseur importante atteignant les 148m, elle est érodée par la discordance de ravinement glaciaire (discordance glaciaire) ou non déposée, au niveau du puits IAK-1 par la présence de la paléovallée.

L'unité IV-1 est présente au niveau du puits IAK-1 avec une épaisseur de 58.5 m, et totalement absente au niveau des puits P-5 et P-7 car se trouvent dans la partie haute de la structure donc sont érodés par la discordance glaciaire ou non déposés.

L'unité IV-2 est présente dans tous les puits avec une épaisseur importante 115.35 m au niveau du puits P-7 dans la partie Ouest et Est du profil qui est le produit des sédiments glaciaires, par contre dans la partie Centrale au niveau du puits P-7 elle se réduit pour atteindre une valeur de 65.5m

L'unité IV-3 est présente au niveau de tous les puits, elle présente une épaisseur plus ou moins constante qui varie dans les limites de 38m.

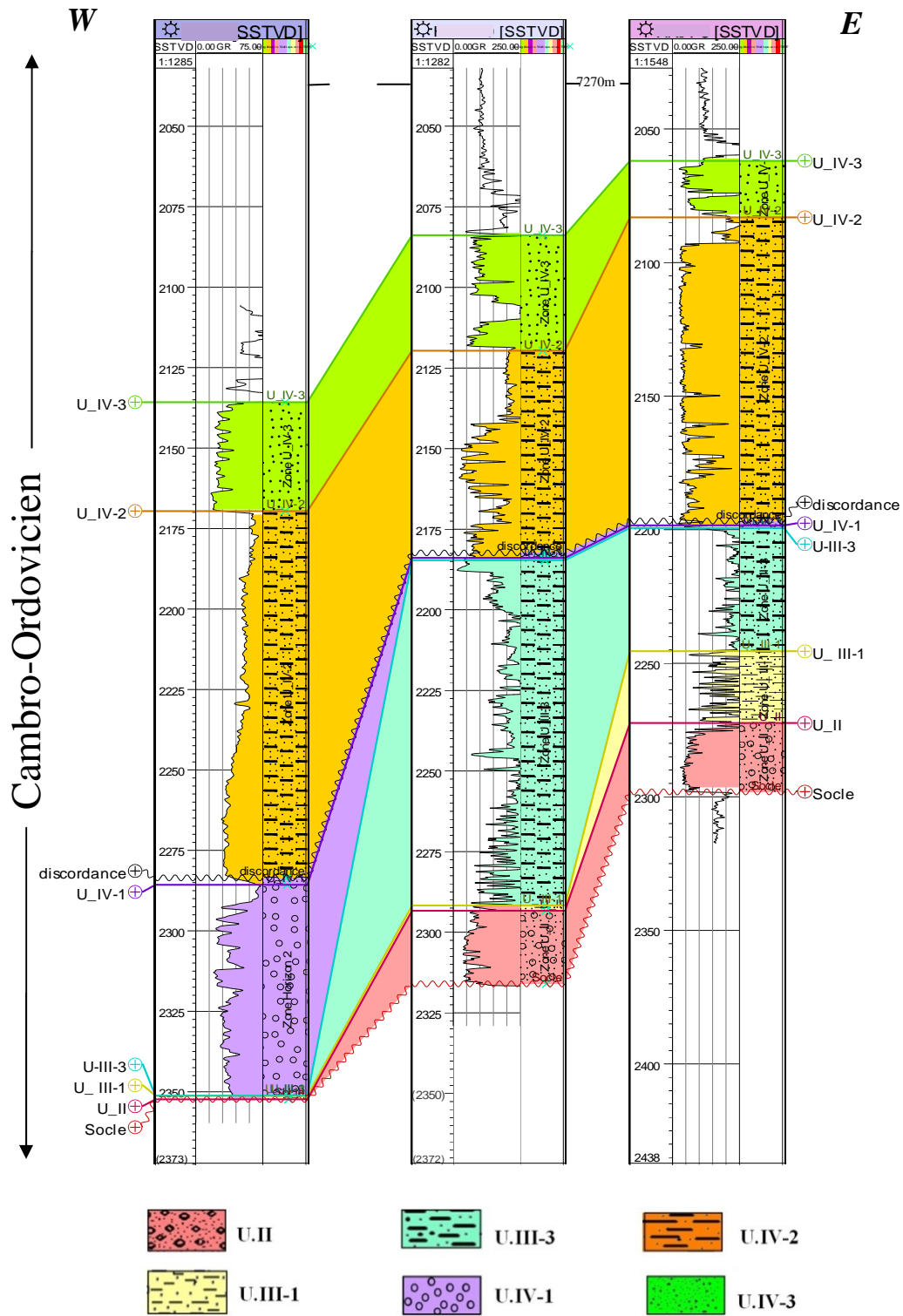


Fig. III.30. Profil de corrélation du réservoir Cambro-Ordovicien à travers les puits P-11, P-5 et P-7 de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

III.4. Reconstitution des milieux de dépôt

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

Les différents milieux de dépôt reconnus se résument en trois principales associations regroupées en :

- **Milieu fluvatile** : Il regroupe les différents types de réseaux, les dépôts de plaine d'inondation et de levée.
- **Milieu tidal** : Il regroupe tous les milieux de transition.
- **Milieu marin** : Il est associé aux dépôts de shoreface et à tous les dépôts marins plus ou moins profonds.

III.4.1. Milieu fluvatile

Selon l'analyse des données disponibles, ce milieu est observé dans les parties basales de l'unité II et l'unité III-1, ainsi que la partie sommitale de l'unité IV-2 et l'unité IV-3. Ce milieu est formé à la base par une succession de chenaux fluvatiles, à faible sinuosité, il est constitué de grés très grossiers argileux compacts de couleur jaunâtre. La base du chenal est marquée par une accumulation d'éléments microconglomératiques, les structures sédimentaires sont représentées par les stratifications en auges et les stratifications entrecroisées planes.

Vers le sommet, ces grés deviennent de moins en moins grossiers jusqu'à devenir fins et argileux, mal à moyennement classés, de couleurs jaunâtre à grisâtre avec des structures avec des stratifications en auges et parfois des ondulations de courant.

Les mesures réalisées par [4], sur les affleurements, indiquent que ce système fluvatile s'est écoulé vers le NNW.

III.4.2. Milieu Tidal

Ce milieu est observé dans la partie sommitale de l'unité II et la base de la partie sommitale de l'unité IV-2, la base de ce milieu est formé de barres gréseuses constituées de grés moyens de couleur grisâtre à blanchâtre, compact avec présence de film d'argile noire finement laminés à structures sédimentaires en stratifications ondulées.

Le sommet est caractérisé par des grès silicifiés, micacés, d'argile noire très compacte, les structures sédimentaires sont représentées par des stratifications en auge et les stratifications entrecroisées planes.

III.4.3. Milieu marin

Ce milieu est observé dans les unités IV-1, IV-2 et l'unité IV-3, dans les parties sommitales de l'unité II et l'unité III-1 ainsi que la partie basale de l'unité III-3, ce milieu est formé à la base par des grès moyens à grossiers de couleur blanchâtre, des argiles grisâtres à noires, des silts très compacts de couleur grisâtre à noirâtre, avec présence de nombreuses fractures cimentées et des stylolites dans le sens verticale.

Le sommet est représenté par des barres de silts et de grès très fins. Les structures sédimentaires sont représentées par des stratifications ondulées et des stratifications lenticulaires. Ce milieu peut correspondre à des dépôts mixtes et marins avec influence fluvio-deltaïque.

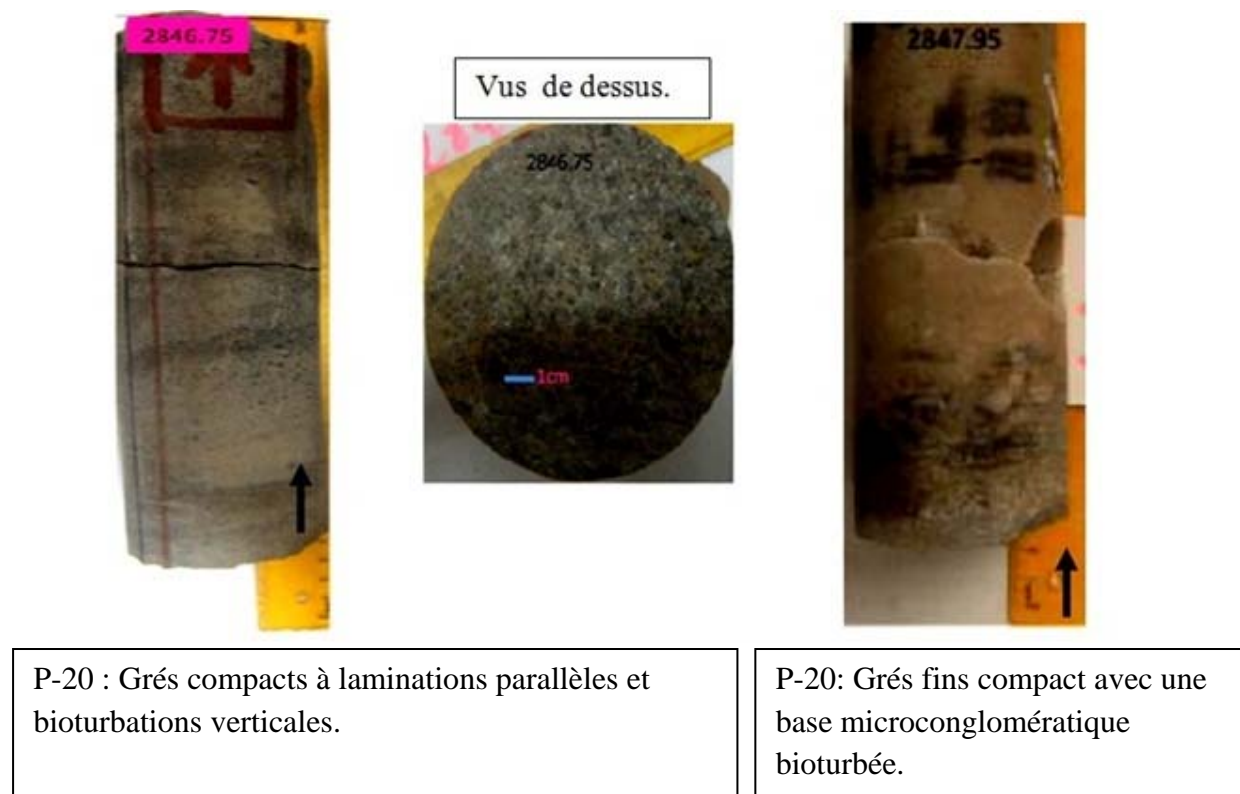


Fig. III.31. Photos carottes du puits P-20, montrant l'environnement Tidale de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

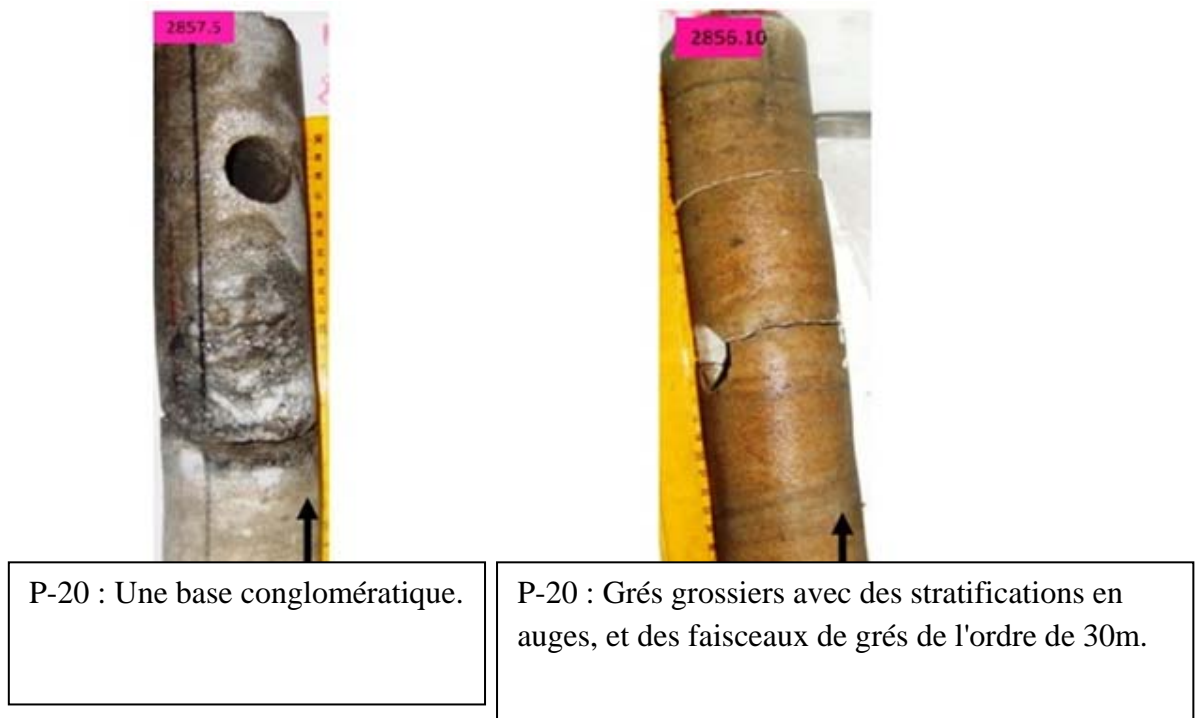


Fig. III.32. Photos carotte du puits P-20, montrant l'environnement fluviatile de la région Tinrhert du Bassin d'Ilizi.



Fig. II.33. photos du puits P-31, montrant l'environnement marin peu profond de la région Tinrhert du Bassin d'Ilizi.



Fig. III-34. Photo du puits P-31, montrant l'environnement à influence marine « shoreface inférieur à moyen » de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

- P-31: Grés très fin à fin, compact montrant une cimentation siliceuse différentielle. Notons la présence de veines quartzitiques ouvertes d'extension métrique et d'ouverture plurimillimétrique.
- P-31 : Grés fin compact à ciment siliceux, révélant de petites rides de courant.
- P-31 : Illustration de figures d'échappement d'eau.
- P-31 : Grés attribués à des faciès turbiditiques (thin bedded facies) retrouvés occasionnellement à la base de l'unité IV.



Fig. III.35. Photo du puits P-31 montrant l'environnement glaciaire- périglaciaire de la région Tinrhert du Bassin d'Illizi.

- P-31 : Discontinuité majeure entre l'unité II et l'unité IV, matérialisée par la présence d'un conglomérat polygénique, pouvant remanier des éléments de socle.
- P-31 : Microconglomérat

III.5. Conclusion

Le complexe Cambro- Ordovicien est subdivisé en 6 unités réservoirs à s'avoir :U.II, U.III-1, U.III-3, U.IV-1, U.IV-2 et U.IV-3.

L'unité II est constituée par un ensemble gréseux conglomératique, intercalé de mince passées d'argiles noires à stratification lenticulaire, très compacte et micacée, et de silts argileux ; cette unité repose en discordance sur le Socle. Elle représente l'extension la plus importante.

L'unité III-1 est un ensemble gréseux argileux qui repose en continuité sur l'unité II, les niveaux réservoirs sont constitués par de grès fin à très fin silico-argileux à tendance quartzitique, blanchâtre à jaunâtre, compacte, et intensément bioturbé. Cette unité a de très faible potentialité d'être réservoir du fait de son caractère argileux, mais elle joue un rôle important comme roche couverture pour l'unité II.

L'unité III-3 est considérée comme étant l'un des réservoirs les plus importants, elle est constituée en générale par deux bancs de grès fin à moyen de couleur grise, à blanche très bioturbé, intercalé par des argiles, l'unité III-3 d'une manière générale, présente une plus grande extension et correspond au maximum d'extension de la mer ordovicienne.

L'unité IV-2 appartient à l'unité IV (le complexe terminale), qui est le produit des sédiments glaciaires déposés dans l'espace d'une paléo-vallée. Ces sédiments sont caractérisés par une rapide variation de puissance et de faciès et une architecture très complexe. Elle est formée de grès fins à moyens à rides alternants avec des argiles et silts noirs à gros graviers de quartz.

L'unité IV-3 est connue aussi sous le nom de dalle terminale, constituée de grès souvent moyen, parfois fin et grossier, siliceux par fois quartzitique, compact, facilement reconnaissable sur diagraphie. Elle constitue le réservoir principal.

Ces unités sont représentées par une sédimentation fluviale telque le montre les parties basales de l'Unité II et III-1, ainsi que la partie sommitale de l'unité IV-2 et l'unité IV-3, une sédimentation à influence marine (tidal) telque le montre la partie sommitale de l'unité II et la base de la partie sommitale de l'unité IV-2 et enfin une sédimentation marine profonde à peu profonde telque la montre l'unité III-3, IV-1,IV-2, IV-3 et les parties sommitales de l'unité II et III-1.

L'unité IV-2 et l'unité IV-3 sont présentes au niveau de tous les puits contrairement aux unités II, III-1 et III-3 qu'on retrouve dans certains puits moins érodées au niveau des autres. Leur érosion est dû au passage des calottes glaciares qui sont à l'origine de la formation de la paléovallée, retrouvée localement dans le puits P-20, P-10 et P-11 déposée dans les dépressions, où se dépose l'unité IV-1.

Chapitre IV

Etude Pétrographique

IV.1. Introduction

L'étude pétrographique épaulera sur les différents types de lithologies qui composent les unités décrites dans le chapitre précédent, elle complète la description macroscopique des différents faciès et l'observation des carottes.

Vingt six lames minces ont été confectionnées à différentes profondeurs des puits P-20, P-32, P-29, et P-31 [2] dont l'objet est la description détaillée au microscope polarisant de leurs composition minéralogique (phase clastique), ciment (phase de liaison) et le taux de porosité.

IV.2. La composition minéralogique des différentes roches observées

IV.2.1. Le puits P-20

L'intervalle Cambro-ordovicien est compris entre les côtes 2592.00m et 2862.00m. Sept échantillons analysés ont été prélevés à des profondeurs différentes à partir des carottes (*Fig.IV.1, IV.2 et IV.3*). La composition minéralogique de ce puits est la suivante :

- **Grès fins** (*Fig.IV.1 et IV.2*)

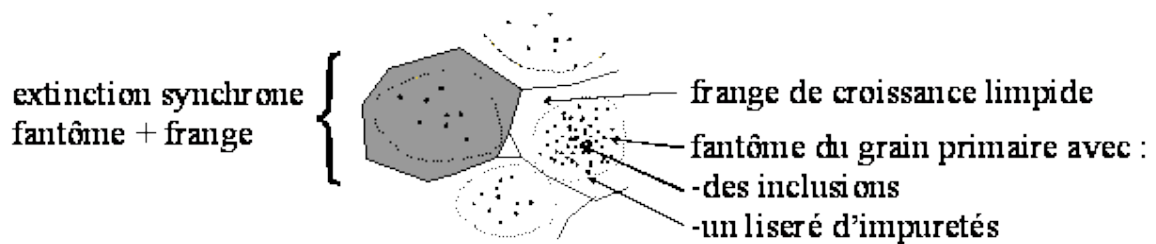
Ces deux intervalles sont caractérisés par des grès fins contenant presque uniquement du quartz, et qui sont donc, classés comme des arénites quartzieuses (*Fig.IV.1. A et B*). Cette dernière est assez bien triée à ciment siliceux, argileux et carbonaté au sommet. Les quartzs monocristallins constituant l'essentiel de la phase clastique (fraction détritique), sont sub-arrondis à sub-anguleux dont l'éroussé des grains est difficile à évaluer en raison de la compaction et de la cimentation qui ont masqué la forme des grains originels.

Les feldspaths sont pratiquement inexistantes, tandis que les micas et les minéraux lourds sont omniprésents avec de faibles taux qui vont de quelques traces à 2 et 3 %. Les micas sous forme de prismes allongés sont localisés, alignés et montrent des indices d'altération en illite. Les minéraux lourds forment des concentrations selon des plans auxquels est associée de la matière organique. L'argile, représentée essentiellement par l'illite et la chlorite se manifeste le long des contacts entre les grains de quartz (illite), sous forme de très fins lisérés discontinus autour des grains de quartz et dans l'espace inter-granulaire imprégné de matière organique (*Fig.IV.1. D*). Les carbonates sont représentées par de la calcite constituée des cristaux de grande taille (Sparite), parfois, ils sont si grands qu'un seul cristal de ciment entoure de nombreux grains de quartz, ce qui aboutit à une structure poecilitique (*Fig.IV.1. E*). A noter la présence de manière secondaire, de la pyrite framboïdale en amas épars. La porosité est négligeable et représentée par de rares minuscules pores isolés.

Deux types de ciment siliceux et observé dans ce grès

- La cimentation simple (accroissement syntaxique) : (Fig. IV.1. F) et (Fig. IV.2. D)

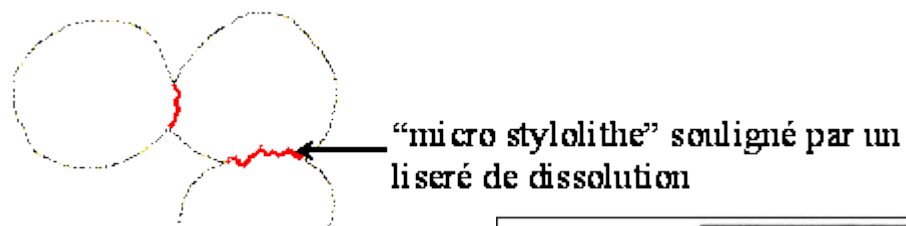
Les grains de quartz constituent le support ou le germe d'une précipitation directe à partir d'une solution de fluide interstitiel sursaturé, pour donner un **accroissement syntaxique** ; Se fait en continuité optique (extinction synchrone) avec le grain de quartz d'origine. Il se présente sous forme d'une **frange de croissance** limpide à la périphérie du grain primaire. Cette frange de croissance est difficilement discernable si le grain primaire est lui-même limpide. Par contre, si ce grain présente des inclusions ou bien un fin liseré d'impureté (patine) soulignant son pourtour, on peut alors distinguer la silhouette du grain primaire, son "**fantôme**".



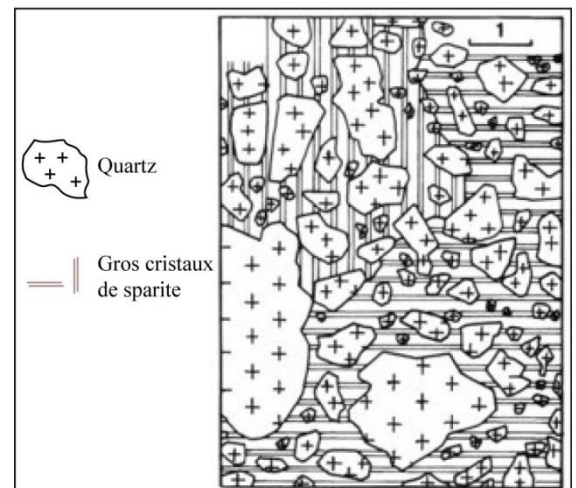
La cimentation de la roche, et donc sa consolidation, est proportionnelle à la quantité précipitée.

- Les cimentations complexes (Le phénomène de dissolution inter-granulaire) : (Fig. IV.1. C)

Ce processus correspond à des interactions chimiques différentielles liées à la diagenèse de compaction de type **stylolithe** ou plutôt ici **micro stylolithe**. C'est un phénomène très complexe dit de pression-dissolution se traduisant par des interpénétrations des surfaces de grains souvent soulignées par des résidus de dissolution.



Texture Poécilitique : les cristaux de sparite sont de grande taille, ils englobent des grains de quartz.



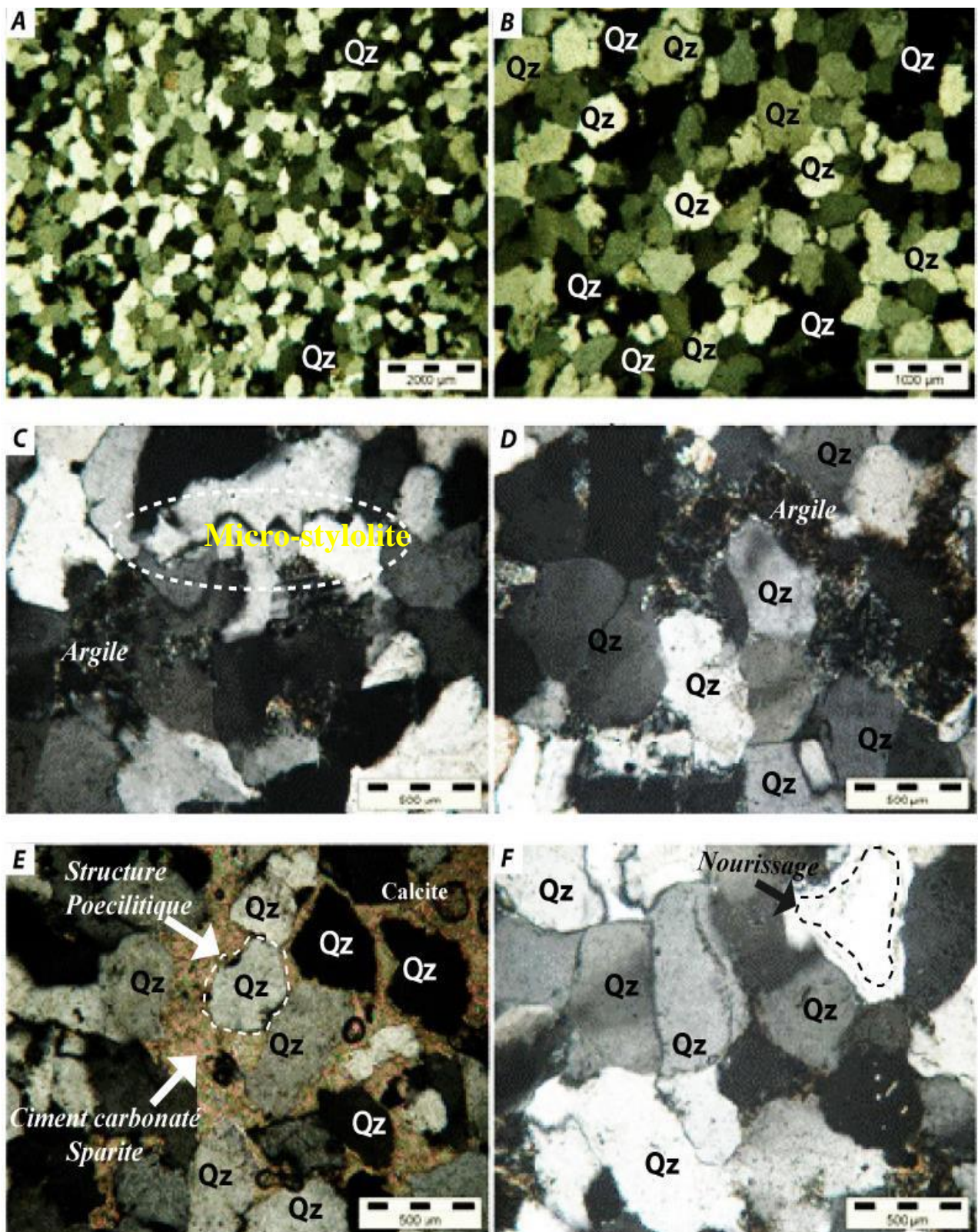


Fig.IV.1. Micro-photographie des microfaciès gréseux à ciment siliceux, argileux et carbonaté. Trois échantillons prélevés dans le puits P-20.

A et B : Arénite quartzreuse assez bien triée. C : Contact engrené et suturé, altération des feldspaths en illite. D : Croissance de quartz et de la silice par l'argile. E : Structure poecilitique des grains de quartz entourés par la calcite en ciment sparitique. F : Ciment secondaire (nourissage).

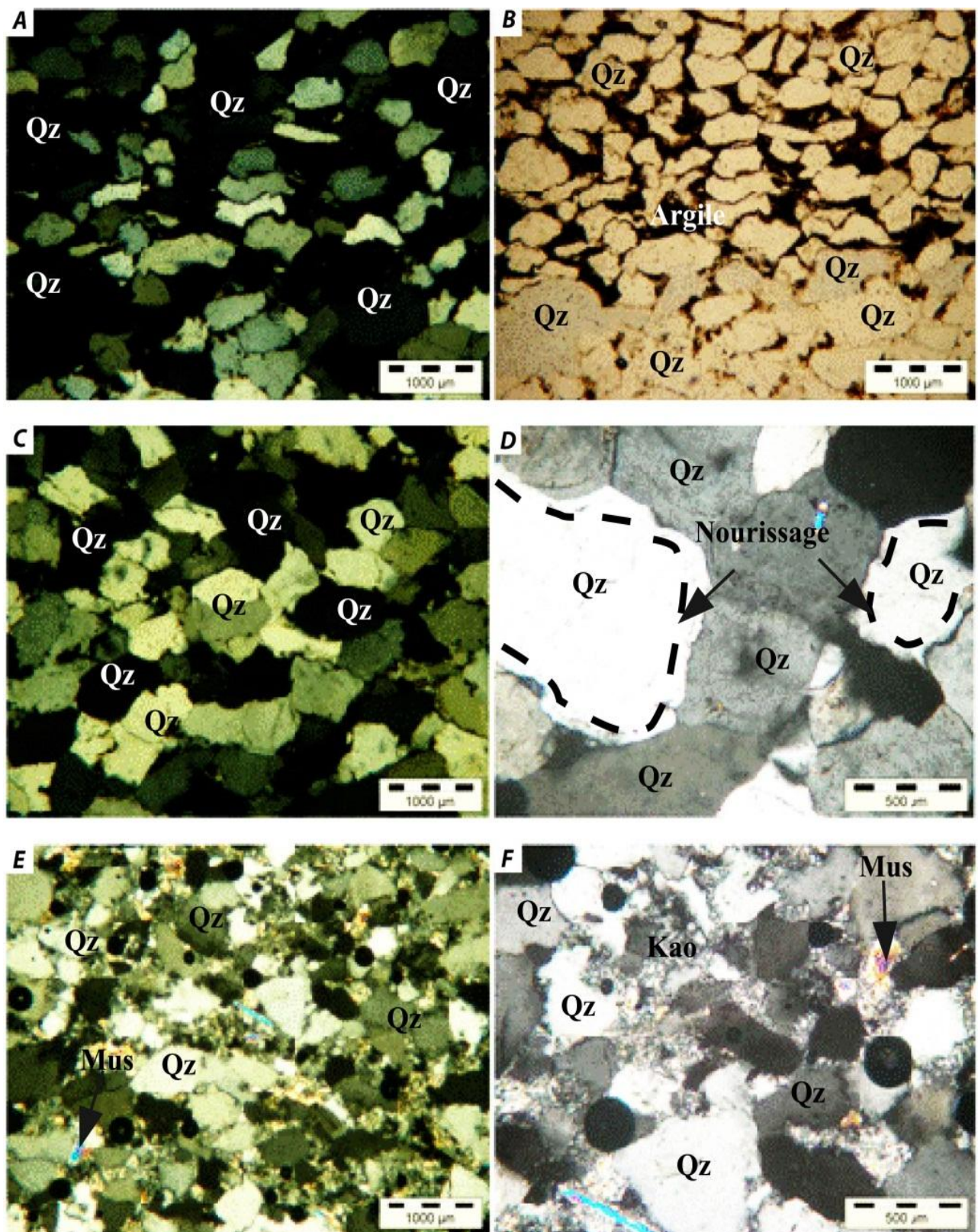


Fig.IV.2. Micro-photographie des microfaciès gréseux de deux échantillons prélevés dans le puits P-20.

A et B : Arénite quartzreuse bien triée. L'argile en fins liserés autour du quartz.

C et D : Ciment siliceux secondaire (nourissage).

E et F : Grés argileux avec la présence des micas, montrant le ciment argileux illitique en voie de kaolinisation.

- **Grès moyen à grossiers** (*Fig.IV-3*)

Il s'agit de grès moyens à grossiers, voir très grossier très mal à mal classés, à distribution bimodale silico-argileux (*Fig.IV-3-A ; B ; C et D*), surmontant un faciès argilo-gréseux constitué essentiellement d'argile et de quartz avec la présence de quelques cristaux de micas de type muscovite (*Fig.IV-3-E et F*), ce faciès est très compacté, les argiles sont de type illite et sont en voie d'altération en kaolinite. Les grains de quartz sont sub-arrondis à sub-anguleux et hétérogènes, leur taille est très variable, allant des grains de très petites tailles environ 30µm à de gros grains de taille supérieure à 3mm. Les contacts entre les cristaux de quartz sont parfois ponctuels. On note là, des pores avec présence de nourrissage en silice secondaire.

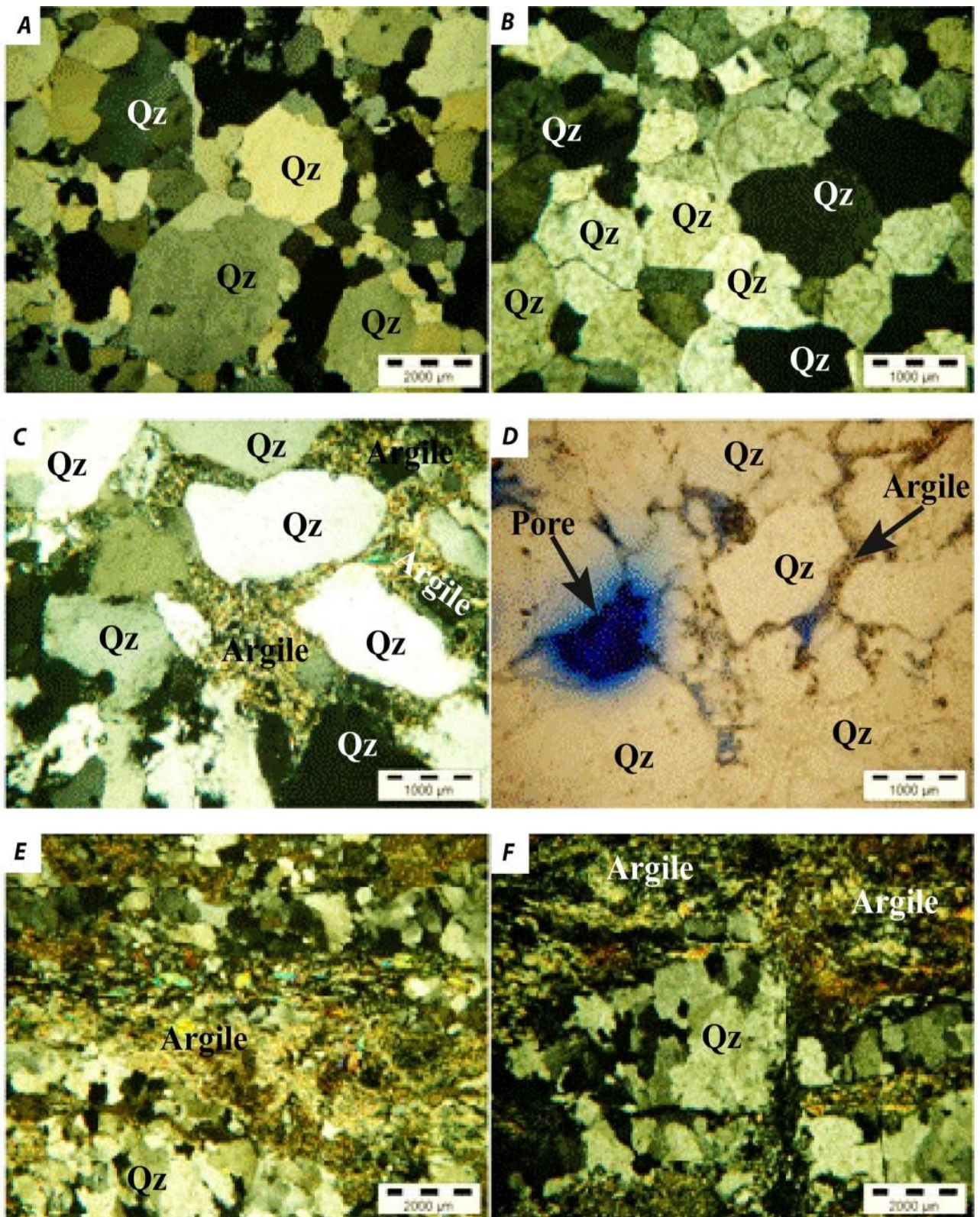


Fig.IV.3. Micro-photographie des microfaciès gréseux surmontant un socle métamorphique. Deux échantillons prélevés dans le puits P-20.

A et B : Arénite quartzzeuse moyen à mal triée.

C et D : Grés grossier moyennement à mal classé, le ciment argileux et il est présent dans des pores.

E et F : Faciès argilo-gréseux, montrant le ciment argileux illitique en voie de kaolinisation.

IV.2.2. Le puits P-32

Les niveaux cambro-ordoviciens étudiés correspondent à plusieurs carottes comprises dans l'intervalle 2720.00m – 2881.60m (*Fig.IV.4*).

L'analyse pétrographique a été menée sur un ensemble de 14 plaques minces sélectionnées suite à la description sédimentologique.

Ce sont, globalement, des arénites quartzzeuses et grès fins à moyens. Ils sont composés essentiellement de grains de quartz monocristallins à polycristallins (60 à 92 %), et de morphoscopie sub-anguleuse à sub-arrondie. Les contacts entre les grains de quartz sont de type droit et tangentiel.

Ils sont bien à mal classés et leur taille varie généralement entre 100µm et 300µm. Les minéraux lourds résistants et autres (zircon, tourmaline et leucoxène) se manifestent en traces. Les paillettes de micas de forme flexueuse représentent un taux de 2 à 7%.

Quant aux constituants diagénétiques, Ils regroupent les types de cimentations suivantes et qui sont par ordre d'importance :

- Argile : Les minéraux argileux sont le plus souvent constitués d'un mélange en proportions variables d'Illite et de Kaolinite (2 à 30 %).
- Quartz syntaxial ou silice de nourrissage: Il représente un pourcentage assez important (15%).
- Carbonates : Ils sont présents avec un taux qui varie d'un niveau à un autre (2 à 18%).
- Bitume : Il représente un taux assez faible 1 à 5 %.
- Pyrite : présente mais en traces.

Sur le plan diagénétique, les principales transformations sont la dissolution de la silice et la kaolinitisation de l'illite.

Quant à la porosité, elle est relativement élevée et elle correspond à une porosité de dissolution de la silice. Les taux varient entre 1 et 10%.

Le volume intergranulaire est assuré uniquement par l'argile, partie inférieure du sondage P-32, où la porosité devient encore négligeable à inexistante. Le volume intergranulaire étant défini comme l'ensemble des éléments diagénétiques, précipités et/ou transformés à partir d'autres éléments (feldspaths, micas et argile) occupant les espaces entre les grains détritiques, ainsi que la porosité résiduelle. Sur l'ensemble des niveaux analysés, le volume intergranulaire se situe dans un large éventail avec des valeurs extrêmes comprises entre 5% et 30% du volume total de la roche.

Les porosités sont, dans l'ensemble, estimées faibles à nulles, quelques fois moyennes et les valeurs atteignent rarement les 10%, c'est le cas des niveaux 2761,70m et 2763,60m dans le puits P-32. Elle est de type secondaire, liée essentiellement à la dissolution des éléments instables (feldspaths, micas et oolithes) et des ciments (carbonatés).

En face des niveaux gréseux, où le volume inter-granulaire est relativement réduit (voisin et inférieur à 15 % du volume de la roche totale), la porosité est davantage réduite et en parallèle le taux en silice secondaire se trouve aussi considérablement réduit.

Les types de contacts entre les grains de quartz sont droits à suturés au sein de quelques niveaux isolés dans le sondage P-32. Ceci dénote l'impact de la compaction sur le comportement de la porosité qui conjuguée aux fortes silicifications fait ressortir le caractère « Tight » de la majorité des niveaux observés.

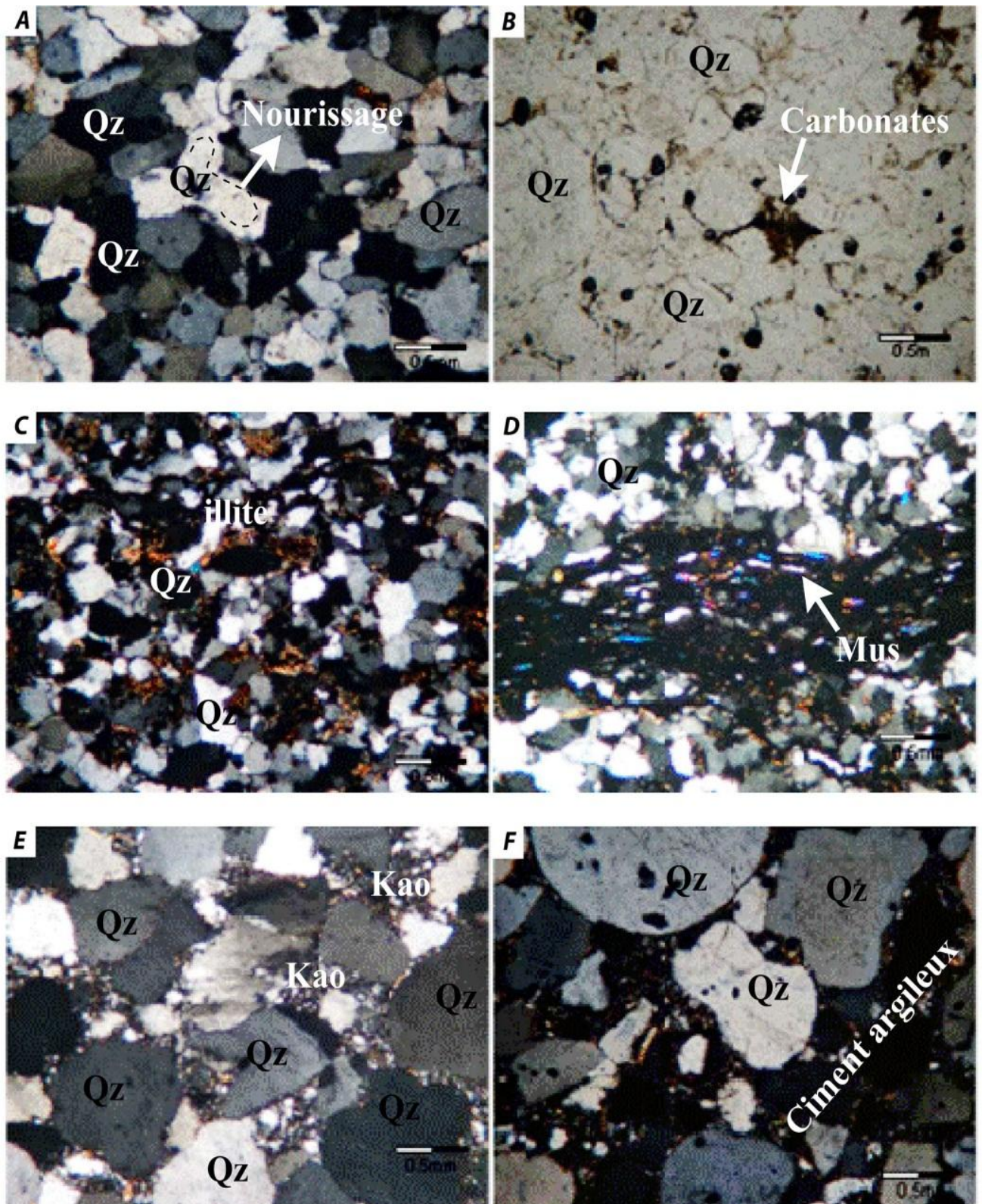


Fig.IV.4. Micro-photographie des arénites quartzieuses et microfaciès gréseux. Trois échantillons prélevés dans le puits P-32.

A : Arénites quartzieuses moyennement classée avec un ciment siliceux (nourissage).

B : grés fin à ciment illitique.

D : Grés fin à ciment argileux et siliceux avec la présence des micas (muscovite) en paillettes orientées.

E : Altération de l'illite en kaolinite, dans des grés moyens.

F : Grés moyens à gossiers à ciment argileux avec des grains de quartz arrondis.

IV.2.3. Le puits P-29

L'intervalle Cambro-ordovicien étudié, est compris entre les côtes 2720.00m et 2830.00m, correspondant aux niveaux des carottes suivant : 2723.92m – 2729.45m.

Les cinq échantillons observés révèlent un grès à matrice argileuse de type illite, à fines paillettes de micas (muscovites), des oolithes chloritisées (*Fig.IV.6.A et B*) sans nucleus, subissant parfois une dissolution partielle et quelques cristaux de feldspaths (*Fig.IV.6.D et E*) surmontant une argile gréseuse. Cette dernière est traversée par une fissure large, de 5 à 7mm (*Fig.IV.5.A*), remplie de grès silico-argileux. Le long des parois de la fissure se développe une pyrite diagénétique (*Fig.IV.5.B*). Il faut souligner que le ciment argileux présent dans le grès de la fissure est composé d'illite et de kaolinite (observées à fort grossissement des vermicules assez caractéristiques). Sur l'ensemble des échantillons, les grains de quartz détritique ont des formes sub-arrondies à sub-anguleuses et sont disposés selon une texture tangentielle à flottante. Le volume intergranulaire est assuré uniquement par l'argile dans la partie supérieure du sondage P-29.

Nous constatons en face des niveaux gréseux, où le volume inter-granulaire est relativement réduit (voisin et inférieur à 15 % du volume de la roche totale), que la porosité (*Fig.IV.5.F*) est davantage réduite et qu'en parallèle le taux en silice secondaire (*Fig.IV.5.E*) se trouve aussi considérablement réduit. C'est le cas dans la partie inférieure dans le sondage P-29, et Cette dernière observation se traduit par les types de contacts entre les grains de quartz qui sont droits à concavo-convexes.

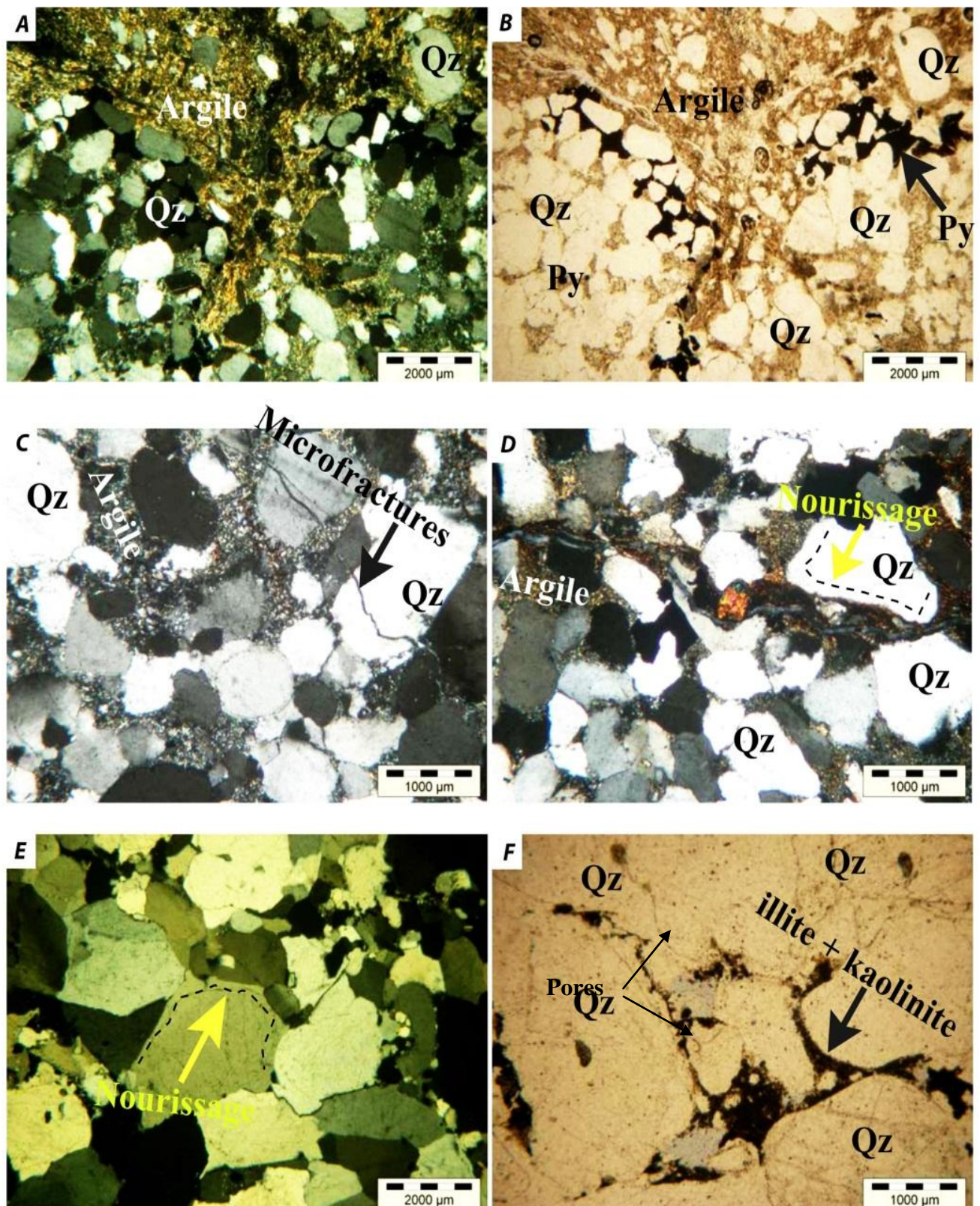


Fig.IV.5. Micro-photographie des microfaciès gréseux. Deux échantillons prélevés dans le puits P-29.

A et B : Argile gréseuse traversée par une fissure large (5 à 7mm). La pyrite se développe le long de sa paroi.
 C et D : Le ciment argileux est représenté par de la kaolinite et de l'illite. On note la présence de nourrissage en silice et des microfractures d'ordre inférieur.
 E et F : Grés grossier mal classé à ciment argileux avec la présence des pores.

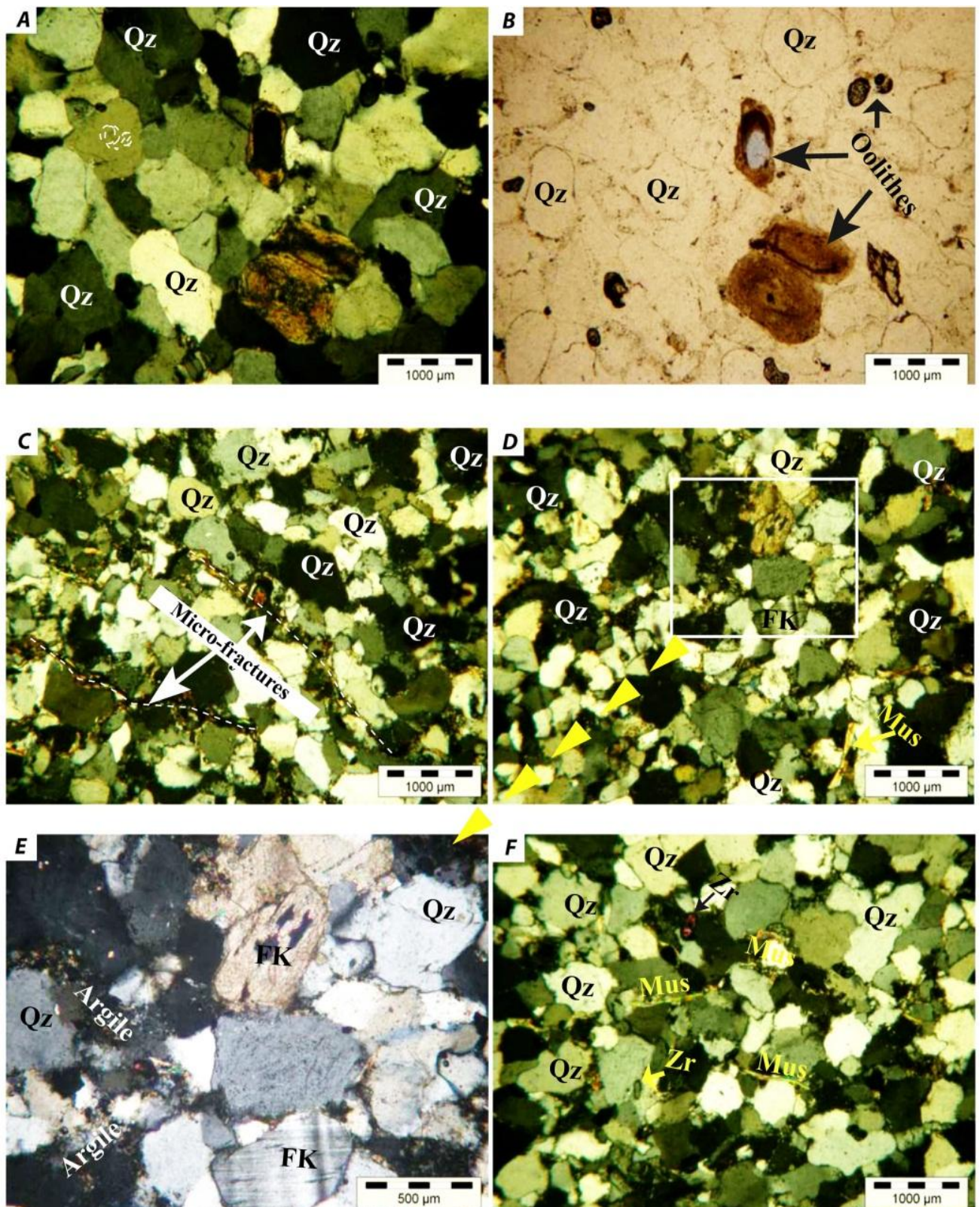


Fig.IV.6. Micro-photographie des microfaciès gréseux à oolithes et feldspaths. Trois échantillons prélevés dans le puits P-29.

- A et B : Grés moyen faiblement poreux avec la présence d'oolithes chloritisées sans nucléus.
 C : Microfractures à faible amplitude soulignés par des argiles.
 D et E : Grés feldspathique avec la présence des paillettes de mica et des grains de zircon.
 F : Grés micacé avec de petits cristaux de zircon.

IV.2.4. Le puits P-31

L'intervalle Cambro-ordovicien objet de cette étude correspond à l'intervalle 2788.40m – 2907.70m, englobant les carottes 36 à 48.

On observe :

- **Arénite quartzeuse**

Il s'agit d'une arénite quartzeuse composée essentiellement de quartz plus de 90%, les grains sont fin moyennement à bien classé à ciment argileux avec des taux très faible. Les grains de quartz sont sub-anguleux à sub-arrondis et les contacts entre eux sont droits, rarement concavo-convexes. On rencontre également dans les éléments détritiques les minéraux lourds comme les micas (muscovite), on note aussi la présence des feldspaths avec des taux allant de quelques traces à 1 et 2%. Le ciment est en faible quantité, ne dépassant pas les 6 % de la roche totale et il est représenté par ordre d'abondance, d'une argile de type illitique et de silice de nourrissage. A noter l'apparition ponctuelle de la calcite issue de l'altération des feldspaths. La porosité est estimée faible à négligeable (1 à 3%), elle est de type primaire et secondaire de dissolution. La taille des pores ne dépasse pas les 200µm. A noter la présence, de manière ponctuelle, de microfissures, de direction sub-verticales, ouvertes colmatées de quartz authigène et/ou de calcite maclée, et de petits amas circulaires de pyrite.

- **Grés fin**

Dans l'ensemble, cet intervalle est caractérisé par des grès fins, moyennement à mal classés, à ciments silico-argileux à localement carbonatés et à porosité faible à moyenne. Les grains de quartz sont anguleux à sub-anguleux dans la partie supérieure et sub-arrondie à arrondie dans la partie inférieure. Les contacts entre eux sont droits à concavo-convexes, parfois suturés dans la partie supérieure et droits à ponctuels dans la partie inférieure. Ces grains de quartz sont munis d'auréoles de nourrissage en silice secondaire. En plus de ces quartz monocristallins, qui représentent l'essentiel de la fraction détritique, on note la présence locale de fragments de roche, de nature variée : quartz polycristallin, carbonate et argile, les feldspaths alcalins omniprésents, avec un taux voisin de 1 % et qui sont sujets à la dissolution et l'altération par les argiles et les carbonates. On a aussi les micas, relativement, plus abondants que les feldspaths, et les minéraux lourds également accessoires et dont le cortège est assuré par le zircon et la tourmaline. Localement, a été observées quelques oolithes chloriteuses. A noter, la présence dans la partie inférieure, de leucoxène dans l'espace intergranulaire et de microfissures largement ouvertes, colmatées par la sparite et partiellement de silice.

- **Grès moyen**

Il s'agit de grès fins à moyens, mal classés, à ciments de nature variable, silico-argileux dans la partie supérieure à siliceux dans la partie médiane et carbonaté dans la partie inférieure. La porosité est estimée faible à nulle. Les grains de quartz détritiques sont monocristallins, caractérisés par une morphoscopie sub-arrondie et une texture à contacts, rarement concavo-convexes ou suturés. On a la présence en très faible quantités (traces à 1 %) de feldspaths, minéraux lourds et micas. Localement, on a la pyrite en amas dispersés et la matière organique associée à l'argile.

- **Grès fin à grossier**

Les deux échantillons observés révèlent des grès hétérométriques, fins à grossiers, à classement variable allant de moyen à très mauvais, et à ciment carbonaté à silico-carbonaté. La porosité est négligeable. La morphoscopie des grains de quartz est à tendance arrondie. Ils subissent, au même titre que les feldspaths, des remplacements par les carbonates. Le volume intergranulaire, bien conservé, est occupé exclusivement par le ciment carbonaté, c'est le cas des trois niveaux situés aux côtes : 2844,68m, 2878,35m et 2906,58m, dans le sondage P-31, où la porosité est estimée faible à négligeable (traces à 1%). Cette dernière observation se traduit par les types de contacts entre les grains de quartz qui sont droits à concavo-convexes.

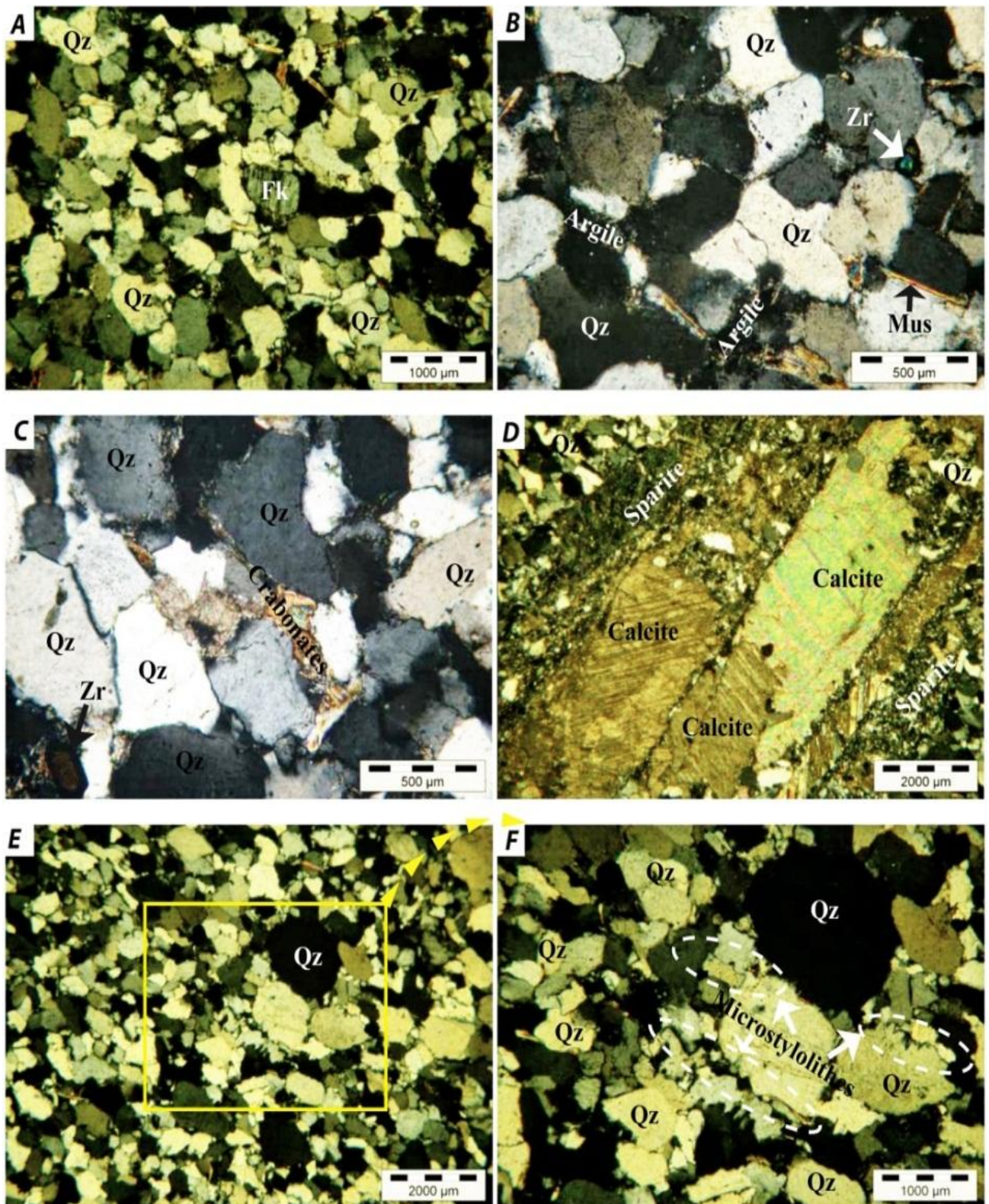


Fig.IV.7. Micro-photographie des microfaciès gréseux. Trois échantillons prélevés dans le puits P-31.

A, B, E et F : Arénite quartzreuse faiblement argileuse compact avec la présence des paillettes de muscovite et des grains de zircon. C : Ciment carbonaté calcitique. D : Cristaux de la calcite et de la sparite se développent le long d'une fissure.

E et F : Contact stylolithiques (saturés) entre les grains de quartz.

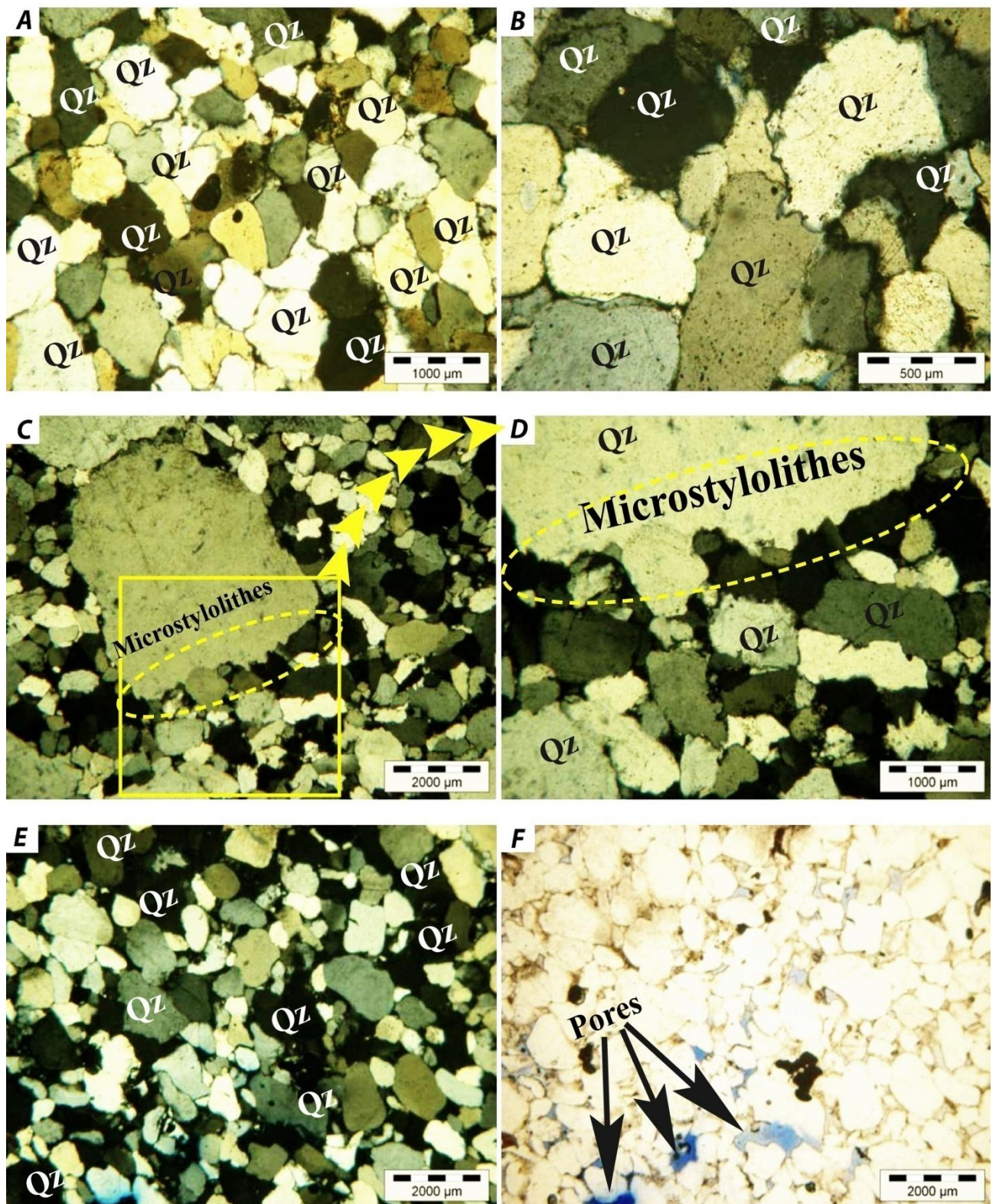


Fig.IV.8. Micro-photographie des arénites quartzzeuses. Trois Echantillons prélevés dans le puits P-31.

A et B : L'aspect engrené des grains de quartz de reflétant l'intensité de la compaction.

C et D : Contacts stylolithiques des grains de quartz.

E et F : Présence de pores.

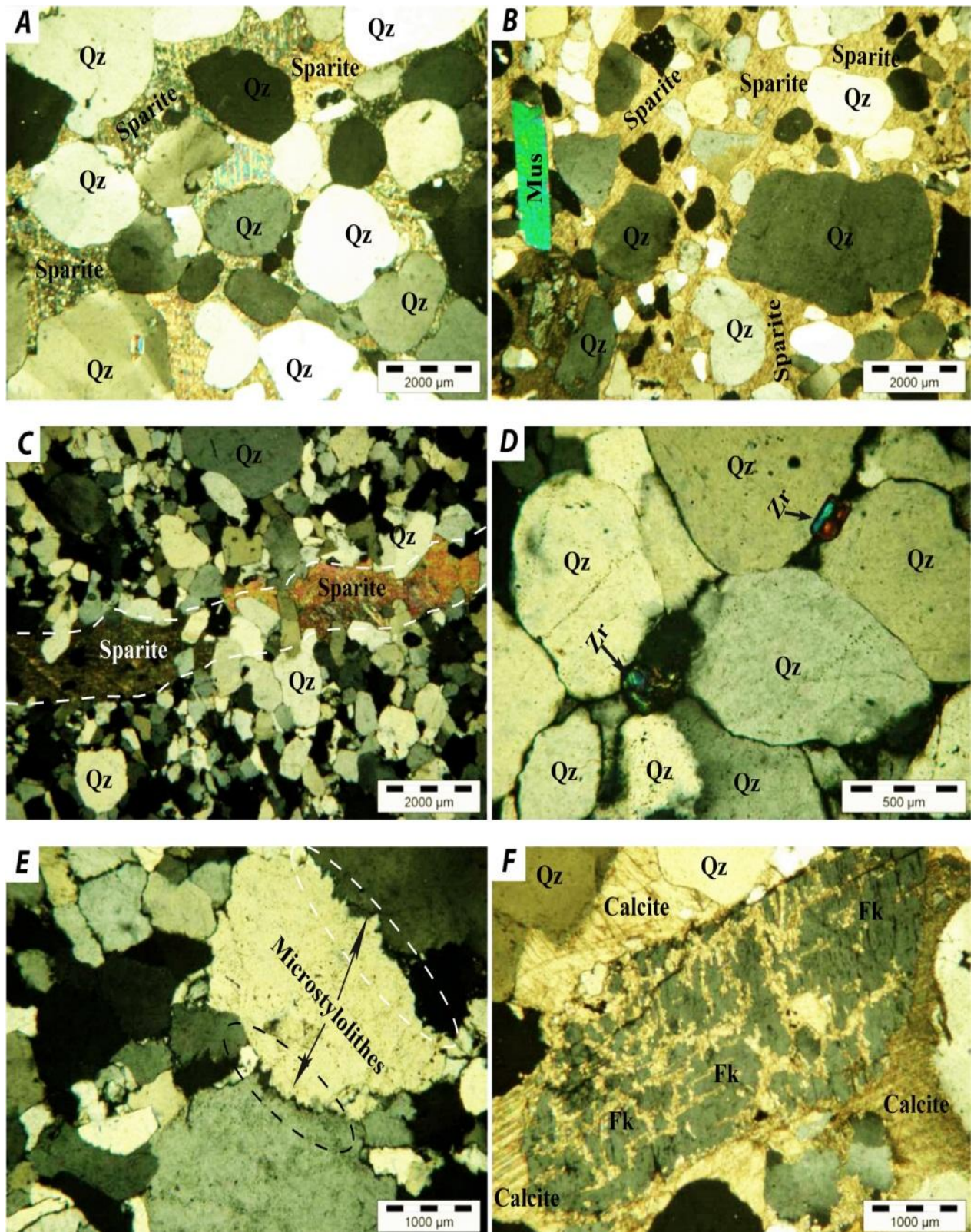


Fig.IV.9. Micro-photographie des microfaciès gréseux à ciment carbonaté. Quatre échantillons prélevés dans le puits P-31.

A et B : Texture poécilitique des grés à ciment carbonaté. Les grains de quartz sont arrondis à sub-arrondis. On note la présence des paillettes de muscovite.

C : Fissure large ouverte colmatée par la sparite. D : Zircon très abondant dans cette roche.

E : Contact stylolithiques. F : Epigénisation partielle d'un feldspath par la calcite

IV.3. conclusion

L'étude pétrographique nous a permis de définir la composition minéralogique des différents faciès, pour l'ensemble des puits on note que dans les niveaux du Cambro-Ordovicien (unité II à unité IV) le développement des barres gréseuses. Ces barres sont constituées essentiellement de quartz qui représente presque la totalité de la phase clastique (détritique) des roches observées au microscope, avec la présence parfois des micas type muscovite avec des taux très faibles, et quelques minéraux tels que les feldspaths, les oxydes de fer, la chlorite, la pyrite, la tourmaline, le zircon et fragments de roches. La phase de liaison (ciment) est représentée par des argiles (illite et kaolinite) et le ciment carbonaté (calcite et de la sparite) avec la présence de quelques oolithes sans nucleus.

La taille des grains est très variable allant des dimensions inférieures à 50 μ m jusqu'aux grains qui dépassent les 4mm ce qui nous donne les différents types des grés (fin, moyen et grossier). Leurs formes est aussi très variable, on a observé des grains anguleux à sub-anguleux, arrondis à sub-arrondis ce qui nous donne des informations sur le type de transport. Ces grains présentent des contacts intergranulaires parfois droit, concavo-convexe et parfois ponctuel.

Le classement des grains selon les roches observées, se traduit par de bon, de moyen et de mauvais classements.

En fin la porosité est estimée faibles à négligeable dans certains puits avec des taux qui ne dépassent pas les 3%.

Trois milieux aux principaux systèmes de dépôts sont mis en évidence pour les différents faciès étudiés :

- L'environnement marin peu profond "*Uppershoreface*" ;
- L'environnement influence marine " *shoreface inf à moyen*" ;
- L'environnement glaciaire-péglaciaire.

Tous les paramètres pétrographiques sont résumés dans les figures suivantes : *Fig.IV.10.a*, *Fig.IV.10.b*, *Fig.IV.10.c*.

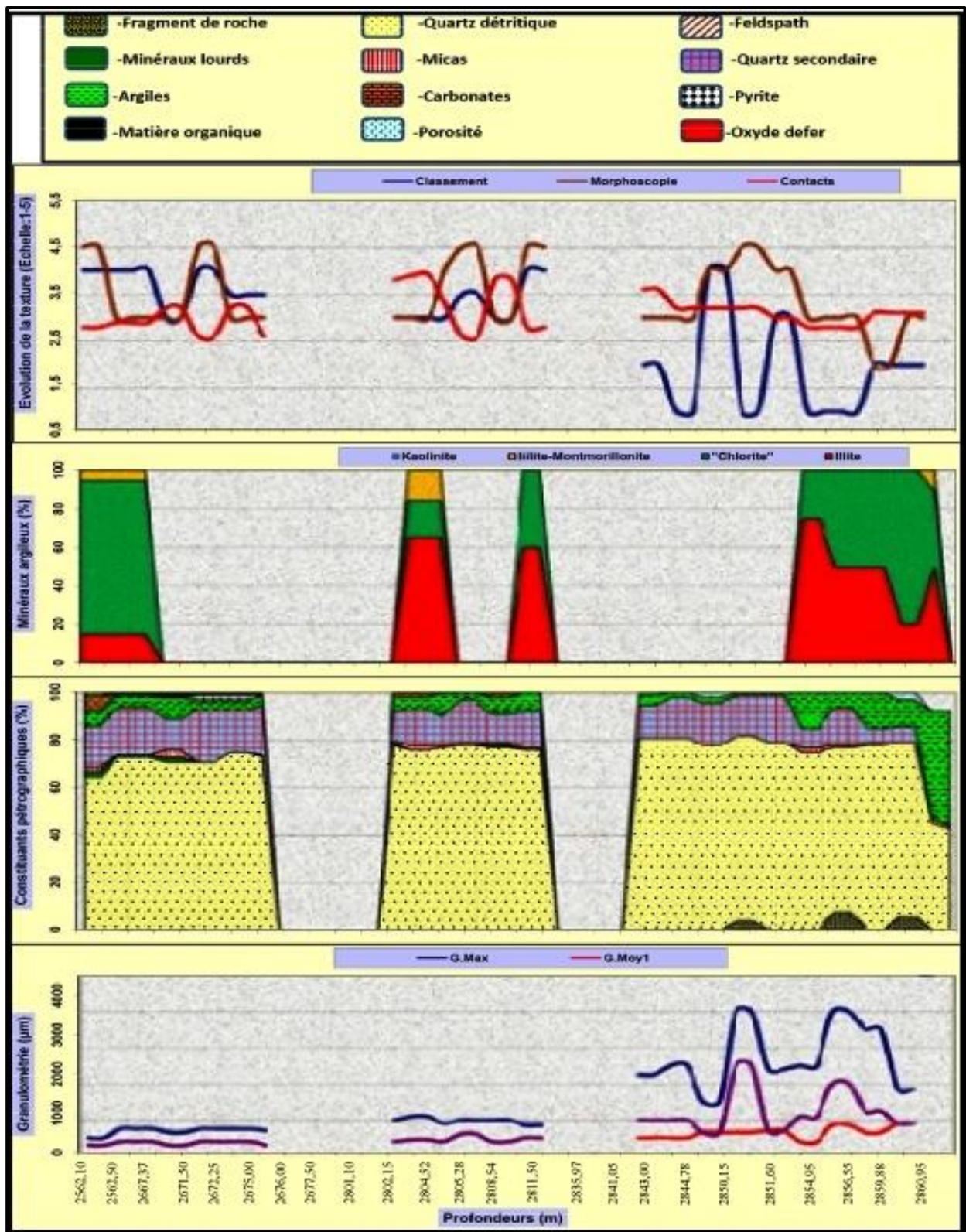


Fig. IV.10.a. Synthèse montrant l'évolution de la granulométrie, la pétrographie, la minéralogie et les textures dans les niveaux cambro-ordoviciens du puits P-20 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

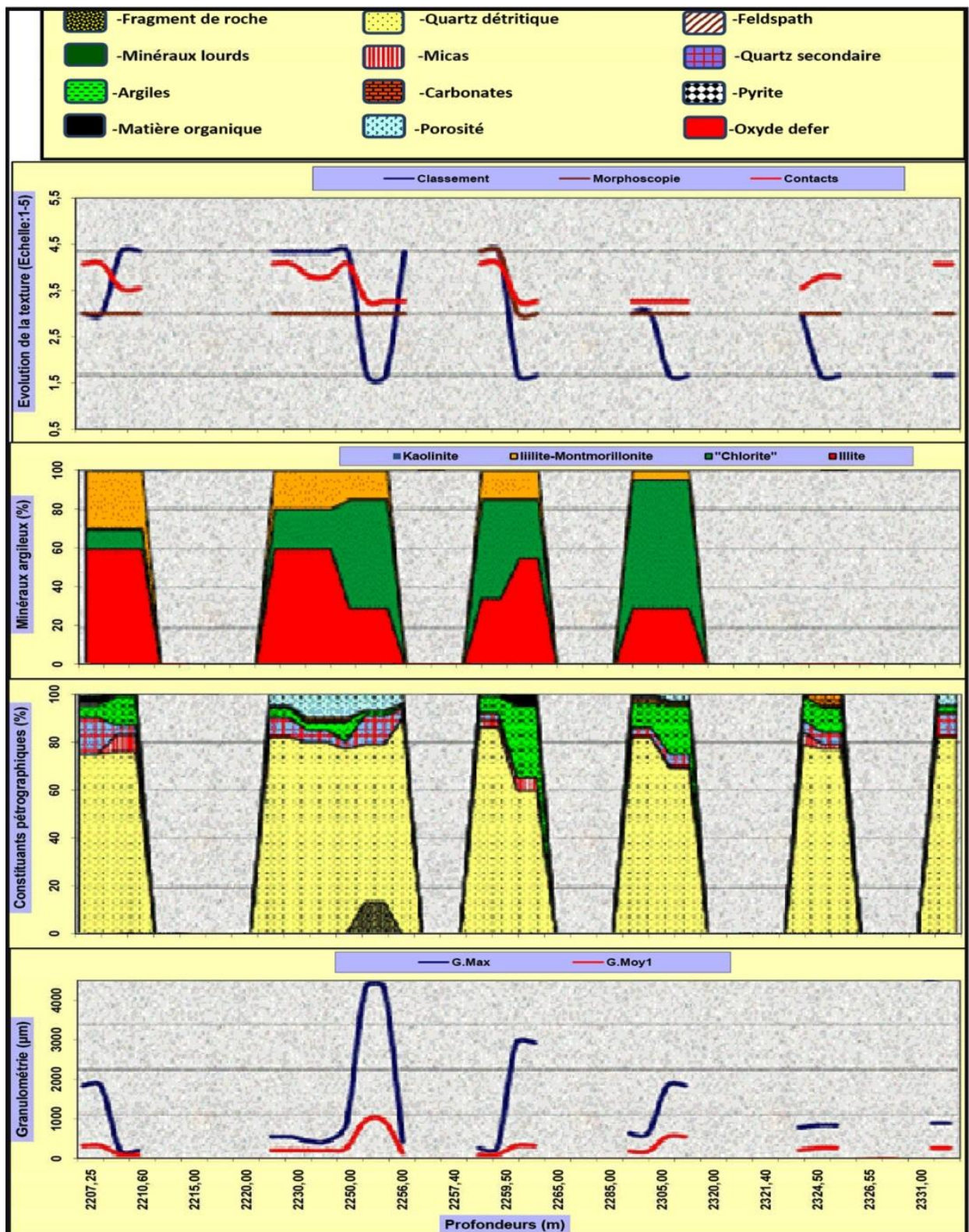


Fig. IV.10.b. Synthèse montrant l'évolution de la granulométrie, la pétrographie, la minéralogie et les textures dans les niveaux cambro-ordoviciens du puits P-32 de la région Tinrherth du bassin d'Ilizi

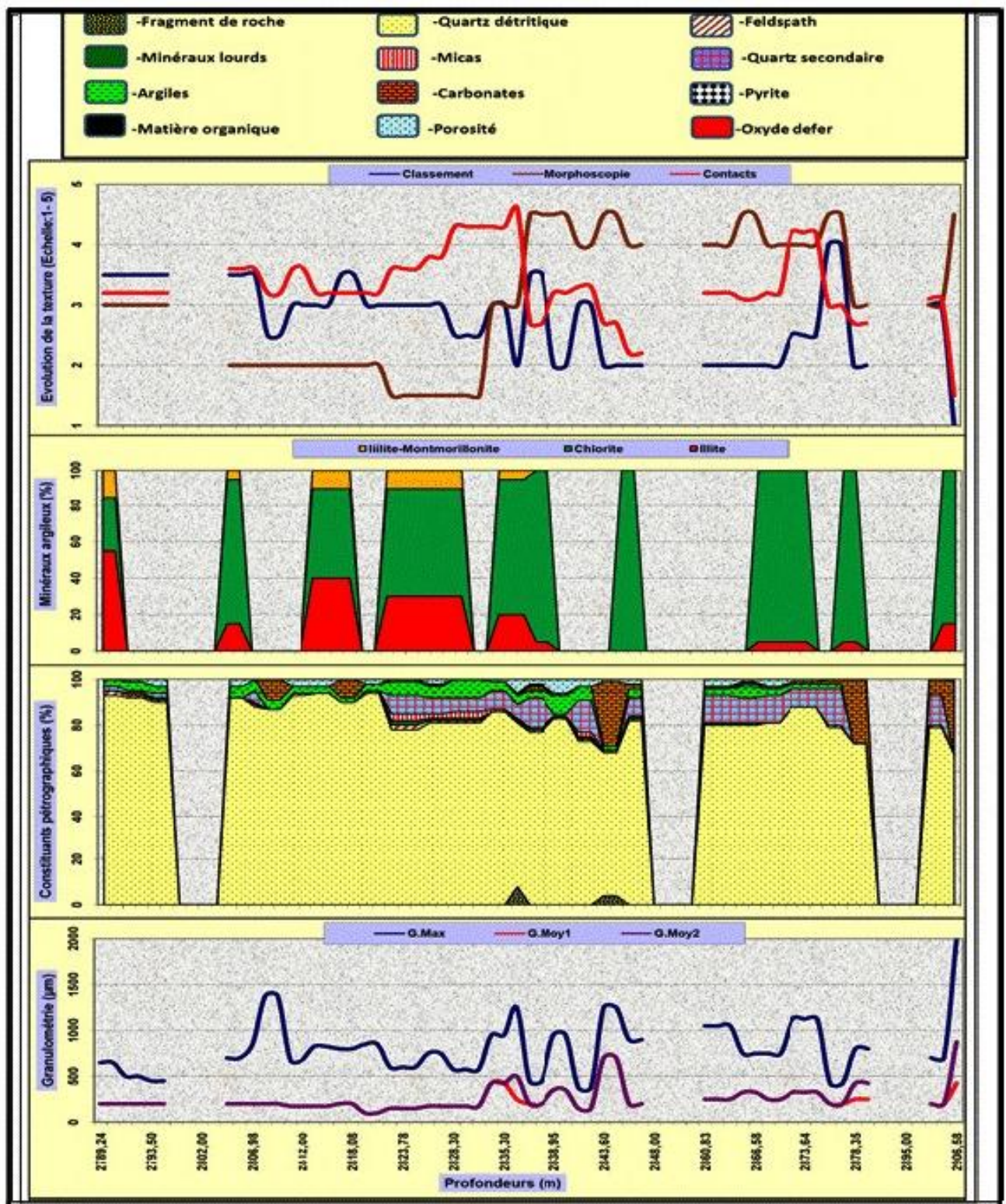


Fig. IV.10.c. Synthèse montrant l'évolution de la granulométrie, la pétrographie, la minéralogie et les textures dans les niveaux cambro-ordoviciens du puits P-31 de la région Tinrher du bassin d'Illizi.

Chapitre V

Caractéristiques Pétrophysiques

V.1. Introduction

Les réservoirs du complexe Cambro- Ordovicien de Alrar- Sud, Alrar –Ouest, Nord In- Amenas et le Horst Nord In Amenas sont représentés par les différentes unités qui sont subdivisés du bas en haut comme suite :

Unités II, III-1, III-3, IV-2 et IV-3.

V.2. Interprétation des différentes cartes réalisées au niveau du complexe Cambro- Ordovicien

L'évolution des caractéristiques d'un réservoir dans son interprétation en isovaleurs est guidée par son aspect géométrique. Pour cela , il est nécessaire d'établir l'architecture à travers les cartes. Ces cartes montreront l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

Il faut noter que les données utilisées sont des données diagraphiques, mais dans certains puits on a utilisé des données carotte.

L'interprétation des cartes est faite par unité du bas en haut.

V.2.1. Interprétation des cartes en isoporosité des différentes unités

- **Carte en isoporosité de l'unité II**

La carte en isoporosité de l'unité II (fig.V.1) illustre une distribution de faibles à bonnes valeurs de porosité. La plus grande porosité est enregistrée dans la partie Nord-Est de la structure avec une valeur de 15%, enregistré au niveau du puits P-6, le maximum de valeur oscille entre 2% et 4% au niveau de toute de la structure.

On remarque que la porosité élevée est enregistrée dans des puits implantés aux bords des failles, ce qui correspond à une porosité de dissolution de la silice lesquelles jouent un rôle positif pour l'amélioration de cette caractéristique, d'où nous pouvons déduire qu'elle est améliorée par la présence de la fissuration.

- **Carte en isoporosité de l'unité III-1**

La carte en isoporosité de l'unité III-1 (fig.V.2) montre des porosités faibles à moyennes, la plus grande valeur est enregistrée au niveau du puits P-22 situé dans la partie centrale de la structure avec une valeur de 7.3%. Les faibles porosités sont localisées dans la partie centrale de la structure avec des valeurs qui oscillent entre 3% et 5%, l'unité III-1 enregistre une valeur nulle au niveau des puits P-2 et P-25 ; ceci dû au type de porosité qui est secondaire, liée essentiellement à la dissolution des éléments instables (feldspaths, micas et oolithes) et le ciment carbonaté.

- **Carte en isoporosité de l'unité III-3**

La carte en isoporosité de l'unité III-3 (fig.V.3) présente des porosités faibles à moyennes qui oscillent entre 3% et 8%, dont la plus grande valeur est enregistrée dans la partie Nord-Est de la structure au niveau des puits P-16 et P-12 avec une valeur de 8%, la porosité diminue pour atteindre 3% enregistrée au tour des puits P-2 et P-28 donc elle est de type primaire et secondaire de dissolution ce qui est expliqué par le contact entre les grains qui dénote l'impact de la compaction sur le comportement de la porosité qui est conjuguée aux forte silicification ce qui fait ressortir le caractère tight.

- **Carte en isoporosité de l'unité IV-2**

La carte en isoporosités de l'unité IV-2 (fig.V.4) présente des valeurs de porosités moyennes à bonnes avec le maximum de valeurs localisé dans la partie Sud-Ouest et Nord-Est de la structure variant de 2.5% à 10%. La plus grande valeur est enregistrée dans la partie Nord-Est de la structure au niveau du puits P-4 avec une valeur de 12.4% ; cette porosité correspond à une porosité de dissolution de la silice.

- **Carte en isoporosité de l'unité IV-3**

La carte en isoporosités de l'unité IV-3 (fig.V.5) montre des porosités faibles à moyennes ; la plus grande porosité est enregistrée au niveau du puits P-9 dans la partie Nord-Est avec une valeur de 8%, le maximum de valeurs varie entre 4.5% et 6% au niveau de toute la structure. L'unité IV-3 disparaît au niveau du puits P-28 ; ceci revient aux éléments diagénétiques, occupant l'espace entre les grains, donc elle est de type secondaire liée aux éléments instables et le type de ciment qui est carbonaté.

3152000 3148000 3144000 3140000 3136000 3132000 3128000 3124000 3120000 3116000 3112000 3108000

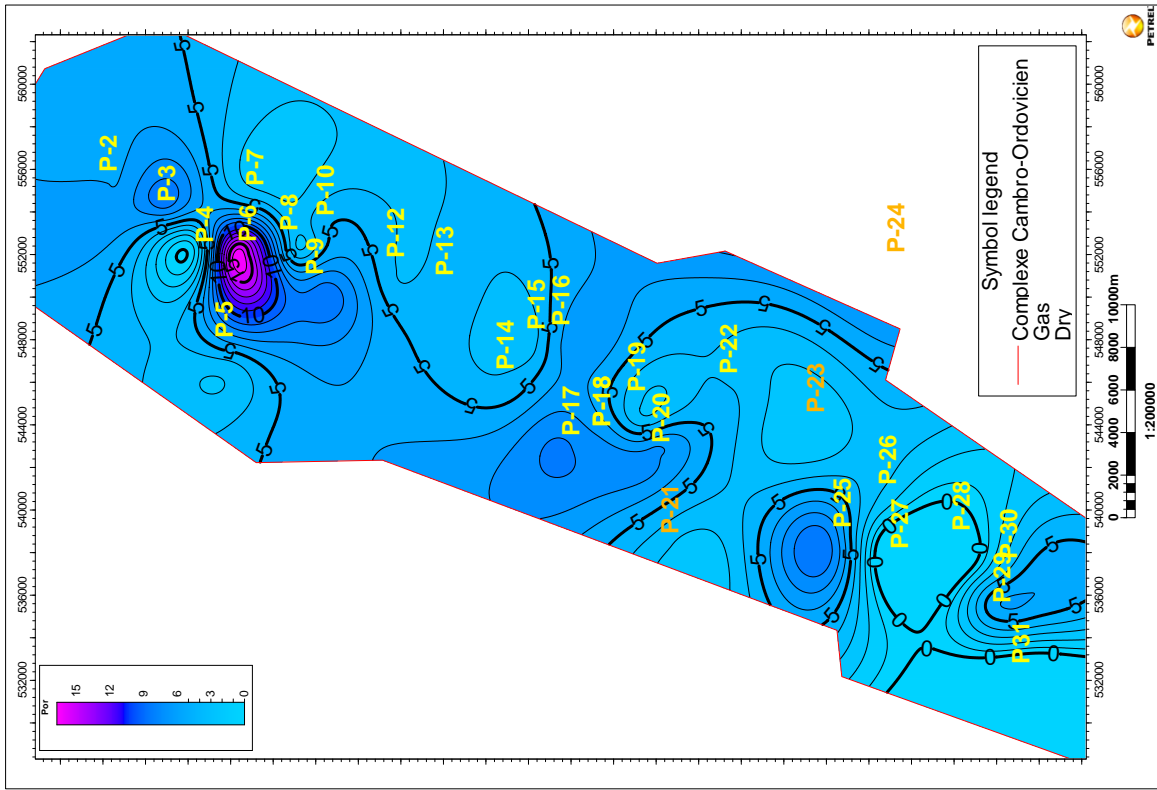


Fig.V.1. Carte en isoposité de l'unité II du Cambro-Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

3108000 3112000 3116000 3120000 3124000 3128000 3132000 3136000 3140000 3144000 3148000 3152000

0002515 0009115 0002215 0002815 0003215 0003615 0004015 0004415 0004815 0005215

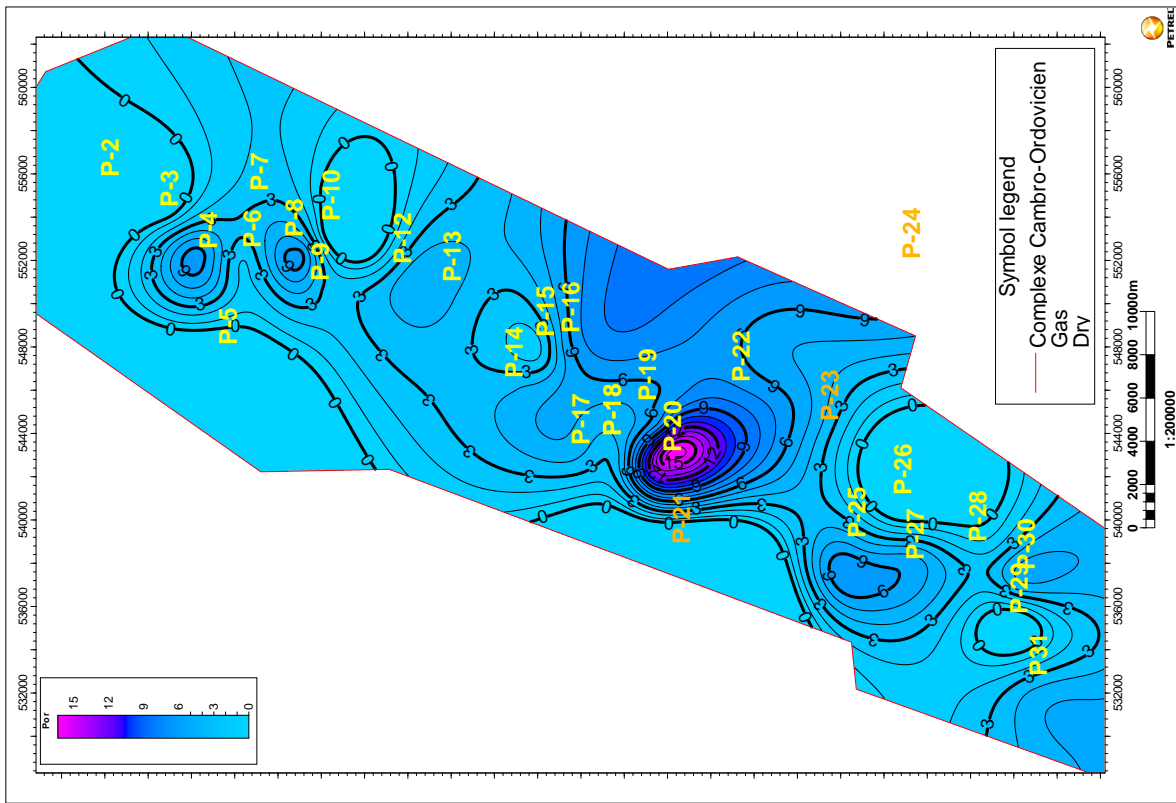


Fig.V.2. Carte en isoposité de l'unité III-1 du Cambro-Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

3108000 3112000 3116000 3120000 3124000 3128000 3132000 3136000 3140000 3144000 3148000 3152000

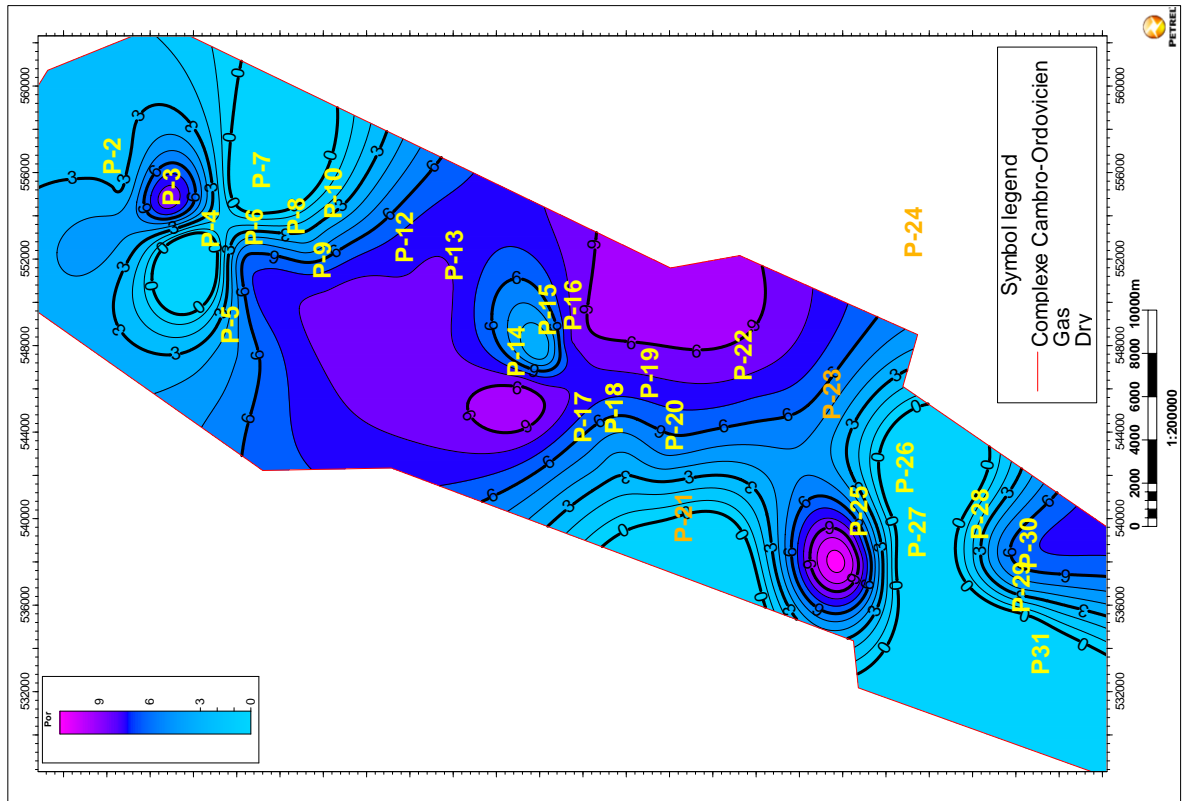


Fig.V.3. Carte en isoposité de l'unité III-3 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

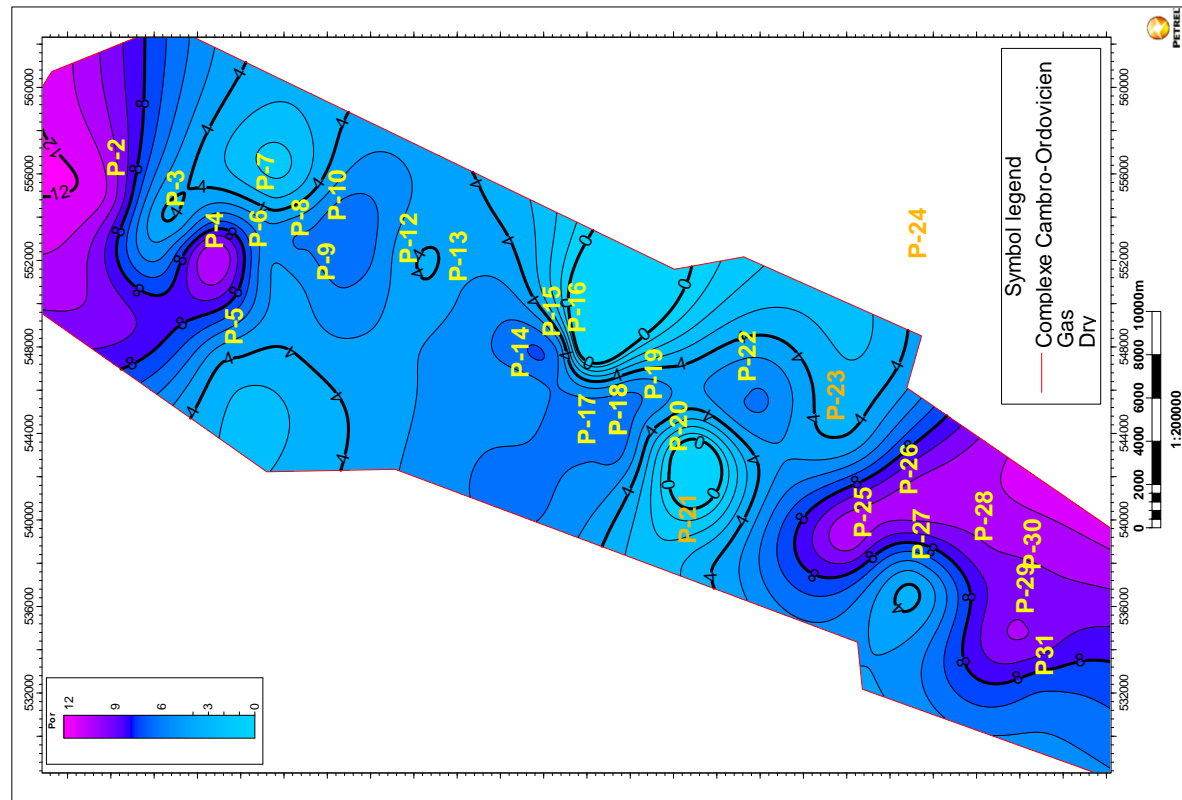


Fig.V.4. Carte en isoposité de l'unité IV-2 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

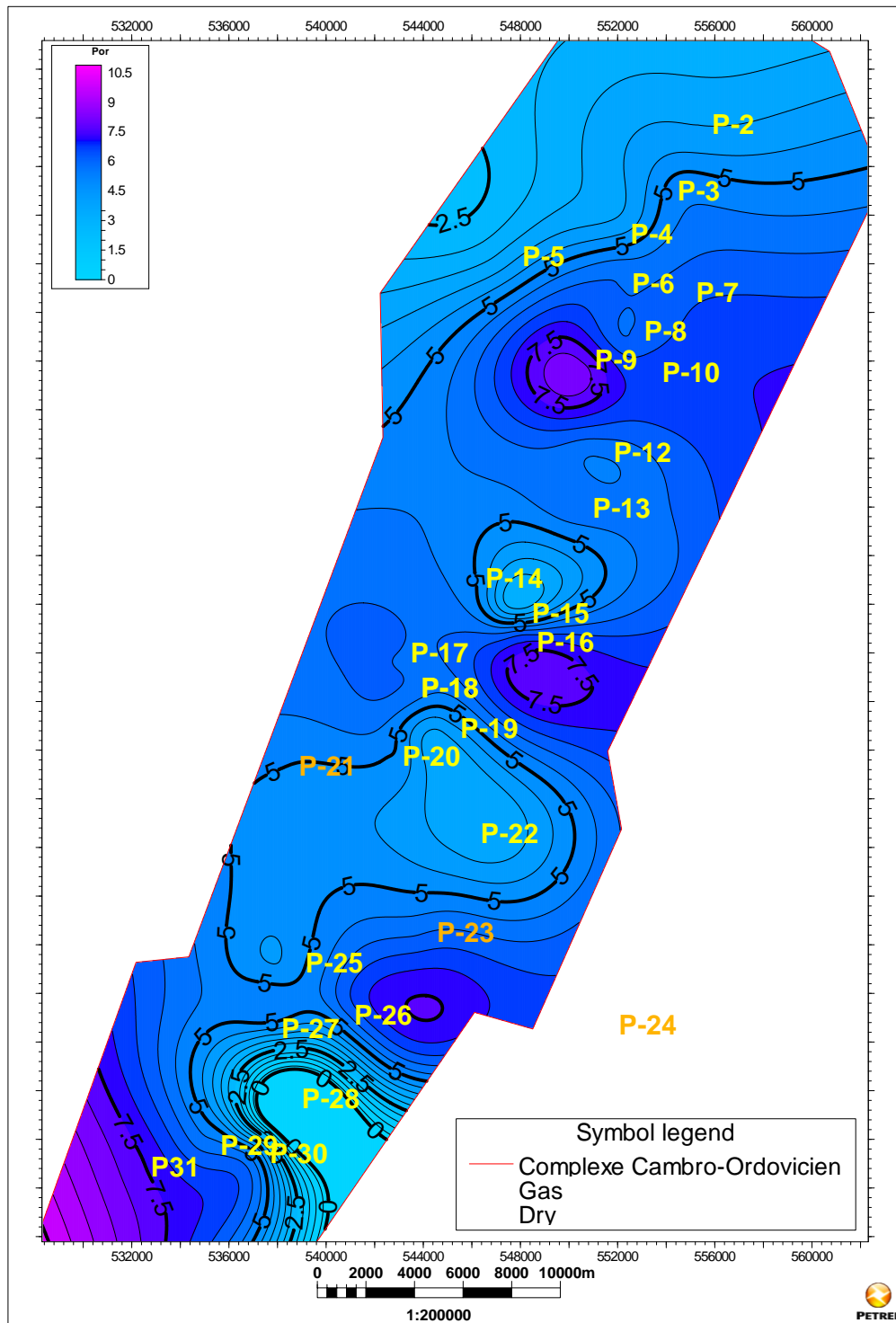


Fig.V.5. Carte en isoporosité de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

V.2.2. Interprétation des cartes en isoperméabilité des différentes unités

- **Carte en isoperméabilité de l'unité II**

La carte en isoperméabilité de l'unité II (fig.V.6) montre des valeurs très médiocres qui oscillent entre 0.01 à 30 md ; le maximum de valeurs varient entre 0.01md à 0.08md et entre 0.2 md à 8md, localisée dans la partie Sud-Ouest et la partie centrale de la structure, tandis que la plus grande valeur estimée à 30md est localisée dans la partie centrale, enregistrée au niveau du puits P-15 par apport à l'ensemble qui montre un faciès compact.

- **Carte en isoperméabilité de l'unité III-1**

La carte en isoperméabilité de l'unité III-1 (fig.V.7) présente des perméabilités médiocres à moyennes dont la plus grande valeur est enregistrée au niveau du puits P-22 avec une valeur de 56md, située dans la partie centrale de la structure. Le maximum de valeurs variant entre 0.1 et 0.8md est localisé dans la partie Nord-Est et la partie centrale de la structure.

La perméabilité élevée du puits P-22 est le résultat d'un réseau de fissuration créée par la faille de direction Nord Est- Sud-Ouest.

- **Carte en isoperméabilité de l'unité III-3**

La carte en isoperméabilité de l'unité III-3 (fig.V.8) présente des valeurs faibles à excellentes par endroit. Les plus grandes valeurs sont enregistrées dans la partie centrale de la structure avec une valeur de 1531 md au niveau puits P-13 et 143 md au niveau du puits P-22, les faibles valeurs oscillent entre 0.1 et 0.2 md et de 1 md à 3 md, localisées dans la partie Nord-Est et la partie centrale de la structure.

Les perméabilités élevées du puits P-13 et P-22 sont le résultat d'un réseau de fissuration créée par la faille d'orientation Nord Est- Sud-Ouest qui joue un rôle positif pour l'amélioration des paramètres pétrophysiques.

- **Carte en isoperméabilité de l'unité IV-2**

La carte d'isoperméabilité de l'unité IV-2 (fig.V.9) présente des perméabilités médiocres, dont la plus grande valeur est enregistrée au niveau du puits P-21 avec une valeur de 4.28 md et 4.08 md au niveau de puits P-20 situés dans la partie centrale de la structure. Le maximum de valeurs varie entre 0.1 md et 0.3 md et de 1 md à 2 md, enregistrés dans la partie centrale et dans la partie Nord-Est de la structure.

• Carte en isoperméabilité de l'unité IV-3

La carte d'isoperméabilité de l'unité IV-3 (fig.V.10) montre des valeurs médiocres à excellentes par endroit. Les faibles valeurs oscillent entre 0.02 md et 0.1 md et entre 2 md et 4 md. La plus grande valeur est obtenue dans la partie Nord- Est au niveau du puits P-7 avec une valeur de 531 md, parcontre 59 md sont enregistrés au niveau du puits P-13 situé dans la partie centrale de la structure.

Les perméabilités élevées au niveau des puits P-7 et P-13 sont le résultat d'un réseau de fissuration créé par la faille d'orientation Nord Est-Sud-Ouest qui joue un rôle positif pour l'amélioration des paramètres pétrophysiques.

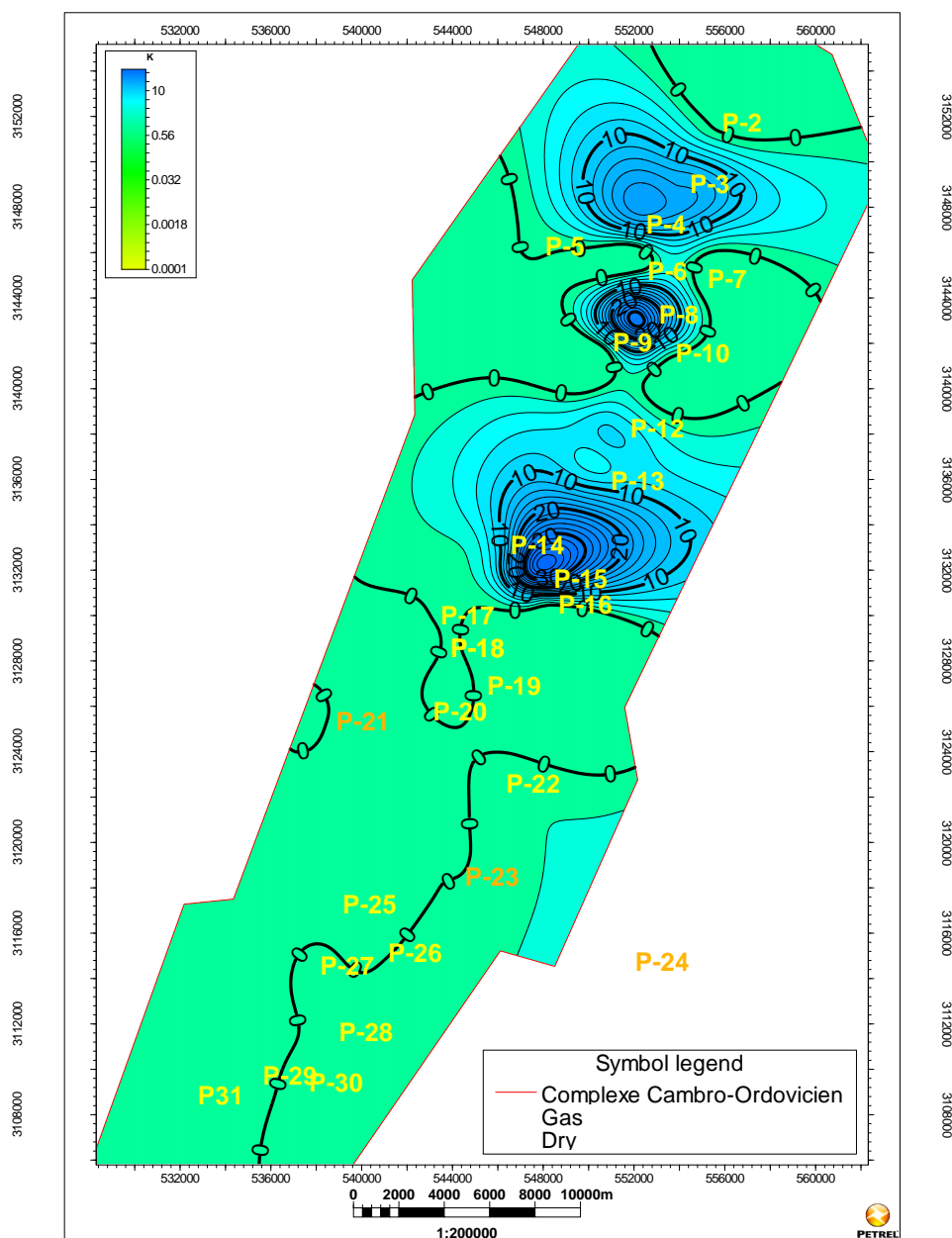


Fig.V.6. Carte en isopermeabilité de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

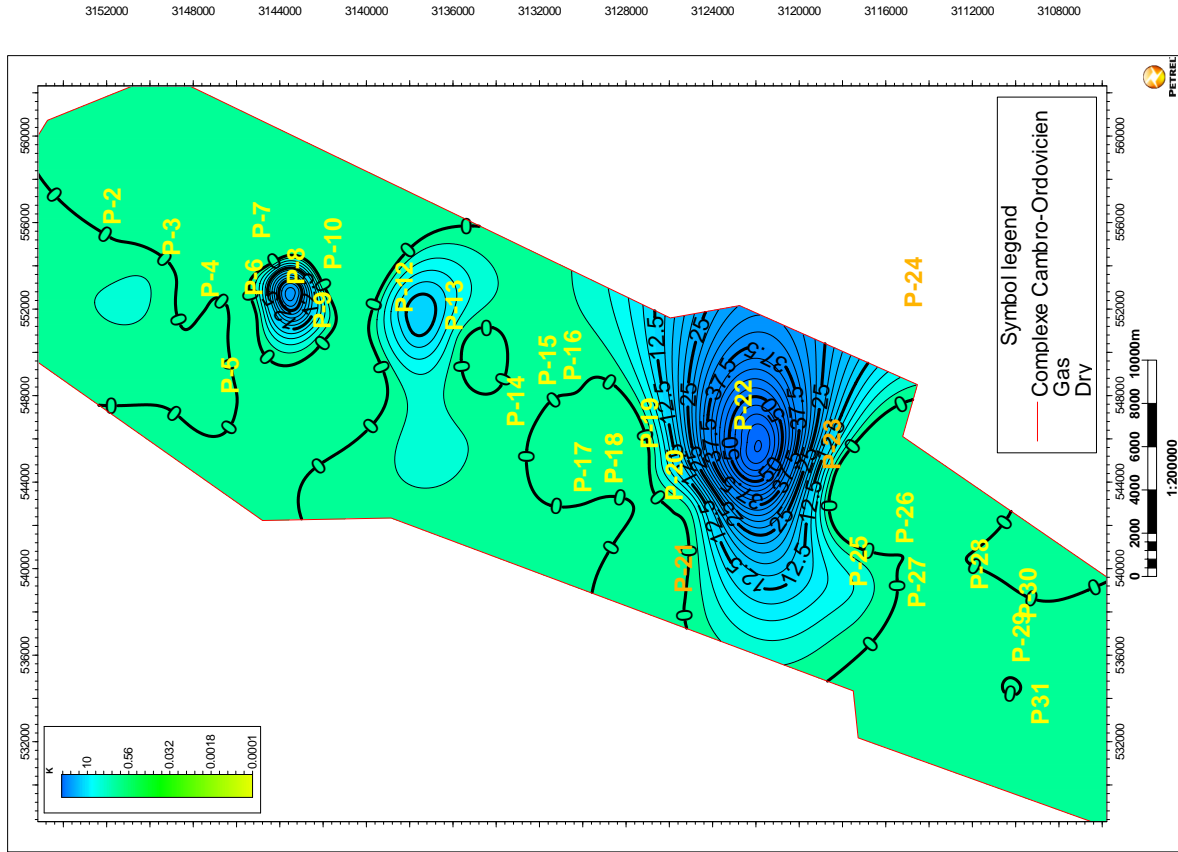


Fig.V.7. Carte en isoperméabilité de l'unité III-1 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

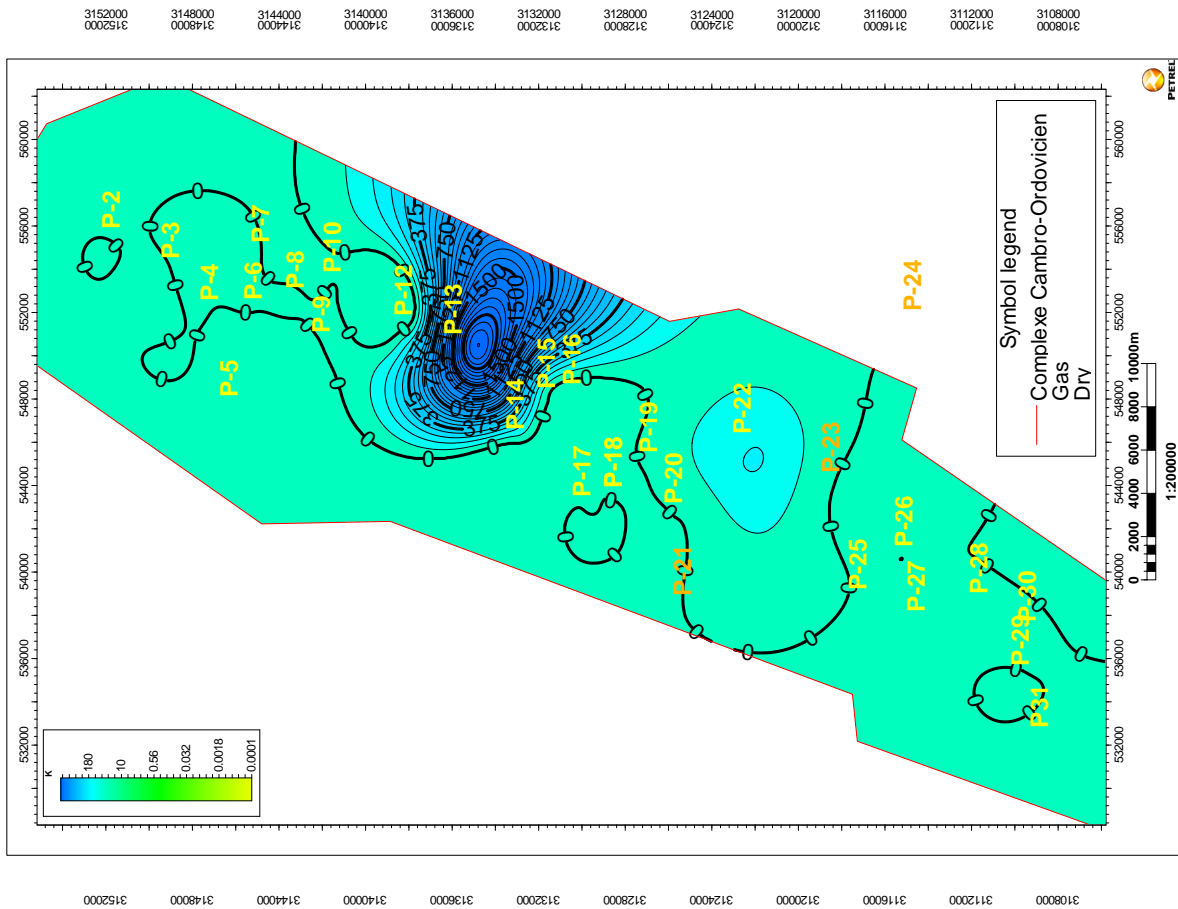


Fig.V.8. Carte en isoperméabilité de l'unité III-3 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

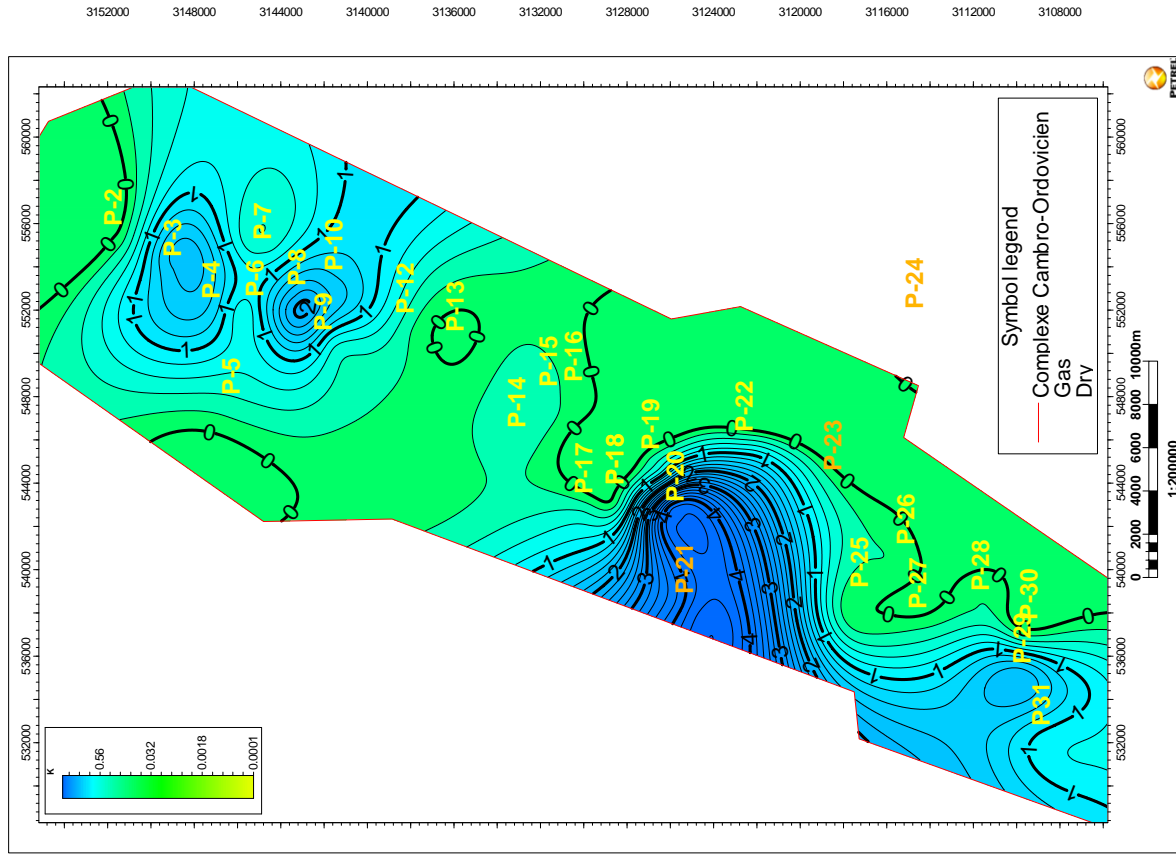


Fig.V.9. Carte en isoperméabilité de l'unité IV-2 du Cambro-Ordovicien de la région Timrherth du bassin d'Illizi.

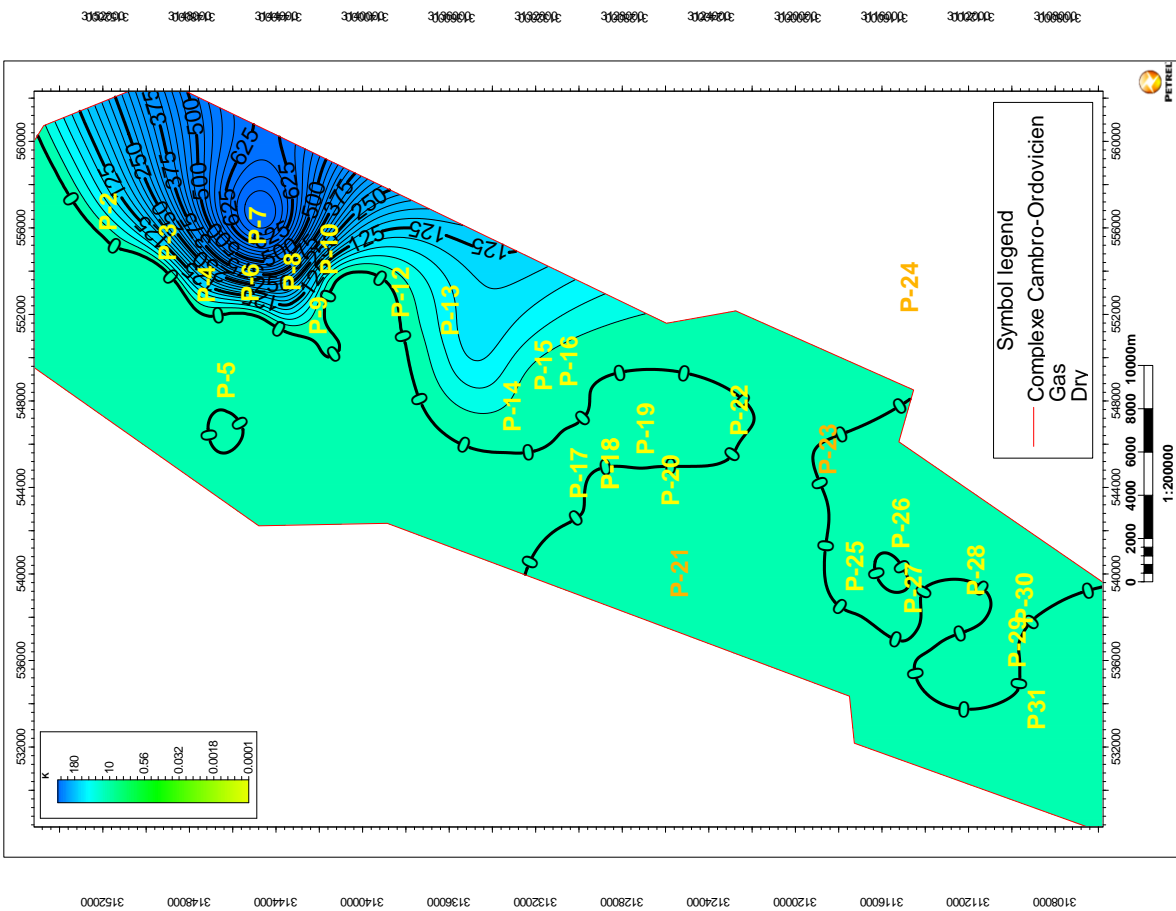


Fig.V.10. Carte en isoperméabilité de l'unité IV-3 du Cambro-Ordovicien de la région Timrherth du bassin d'Illizi.

V.2.3. Interprétation des cartes de saturation en gaz des différentes unités

- **Carte en isosaturation de l'unité II**

La carte en isosaturation de l'unité II (fig.V.11) montre des saturations bonnes à excellentes par endroit.

Dans la partie centrale de la structure au niveau du puits P-12 on enregistre la plus grande valeur estimée à 97.1% d'hydrocarbures, elle diminue en direction de la partie Sud-Ouest de la structure jusqu'à une valeur de 51.3% au niveau du puits P-31, pour s'annuler au niveau du puits P-25.

- **Carte en isosaturation de l'unité III-1**

La carte en isosaturation de l'unité III-1 (fig.V.12) montre des saturations bonnes à excellente par endroits.

Dans la partie centrale de la structure au niveau du puits P-12 on enregistre une valeur de 95.4%, par contre en direction de la partie Nord-Est de la structure elle diminue pour atteindre les 45% au niveau du puits P-9 ; et dans la partie Sud-Ouest de la structure la saturation s'annule au niveau du puits P-25.

- **Carte en isosaturation de l'unité III-3**

La carte en isosaturation de l'unité III-3 (fig.V.13), montre des saturations faibles à excellentes par endroit, la plus grande saturation est enregistrée dans la partie centrale de la structure au niveau du puits P-13 avec une valeur de 91.7%, elle diminue dans la partie Nord-Est et Sud-Ouest de la structure pour atteindre des valeurs de 36% au niveau du puits P-30 et 27% au niveau du puits P-2. Son minimum est atteint dans la partie Nord-Est de la structure avec une valeur de 15% enregistrée au niveau du puits P-3 ceci indique que l'unité III-3 est constituée d'une partie d'aquifère.

- **Carte en isosaturation de l'unité IV-2**

La carte d'isosaturation de l'unité IV-2 (fig.V.14) montre des saturations bonnes à excellentes.

Dans la partie Sud-Ouest de la structure au niveau du puits P-30, on enregistre la plus grande saturation avec une valeur de 90.2%. Cette partie présente d'excellentes saturations en hydrocarbures, mais se dégrade en allant vers la partie centrale de la structure pour s'annuler au niveau du puits P-16.

- **Carte en isosaturation de l'unité IV-3**

La carte en isosaturation de l'unité IV-3 (fig.V.15) montre des saturations bonnes à excellentes par endroit.

La plus grande saturation est enregistrée dans la partie centrale de la structure au niveau du puits P-13 avec une valeur de 96.4% ; elle diminue en direction de la partie centrale avec une valeur de 55% au niveau du puits P-15.

L'unité IV-3 présente une bonne production de gaz.

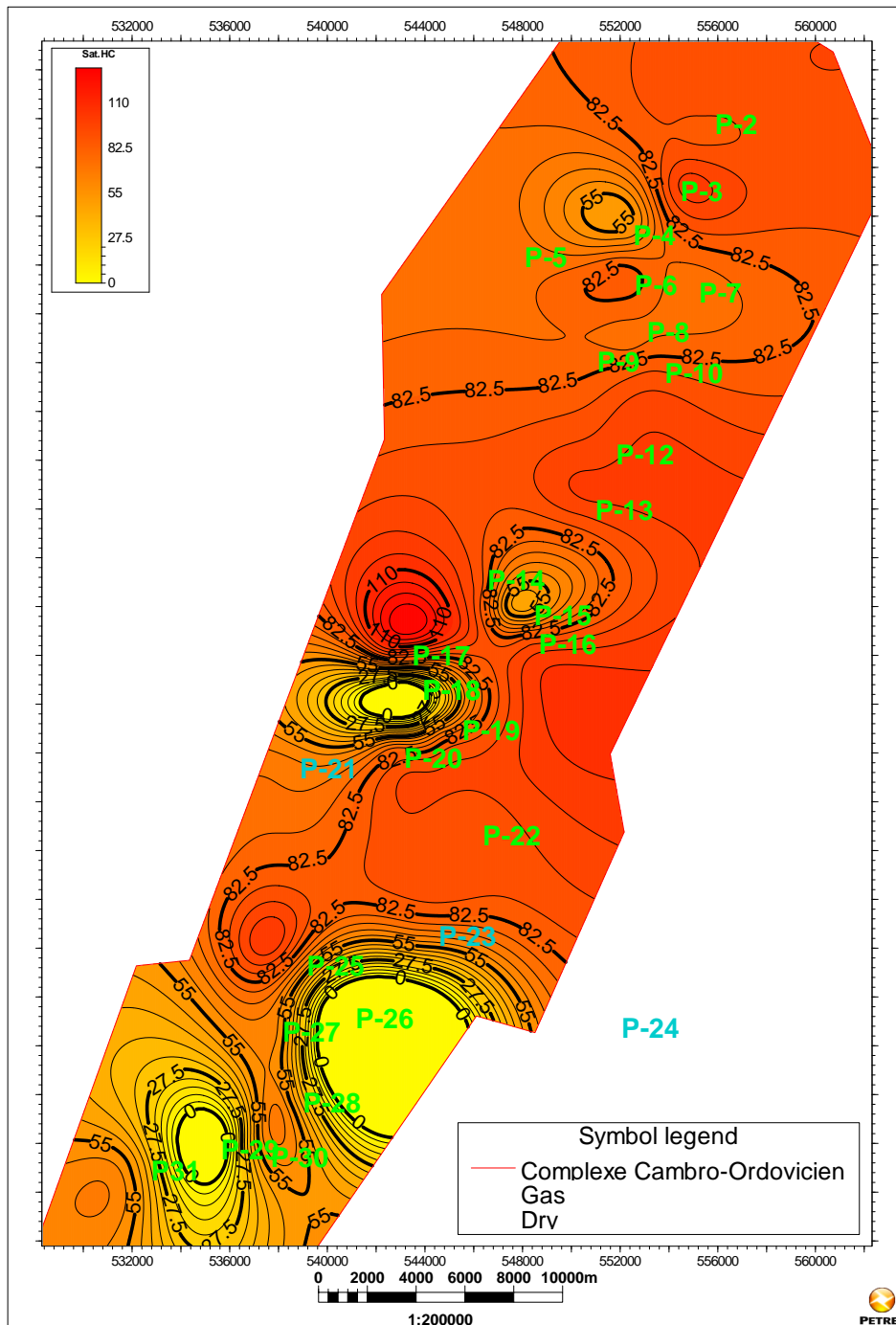


Fig.V.11. Carte en isosaturation de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

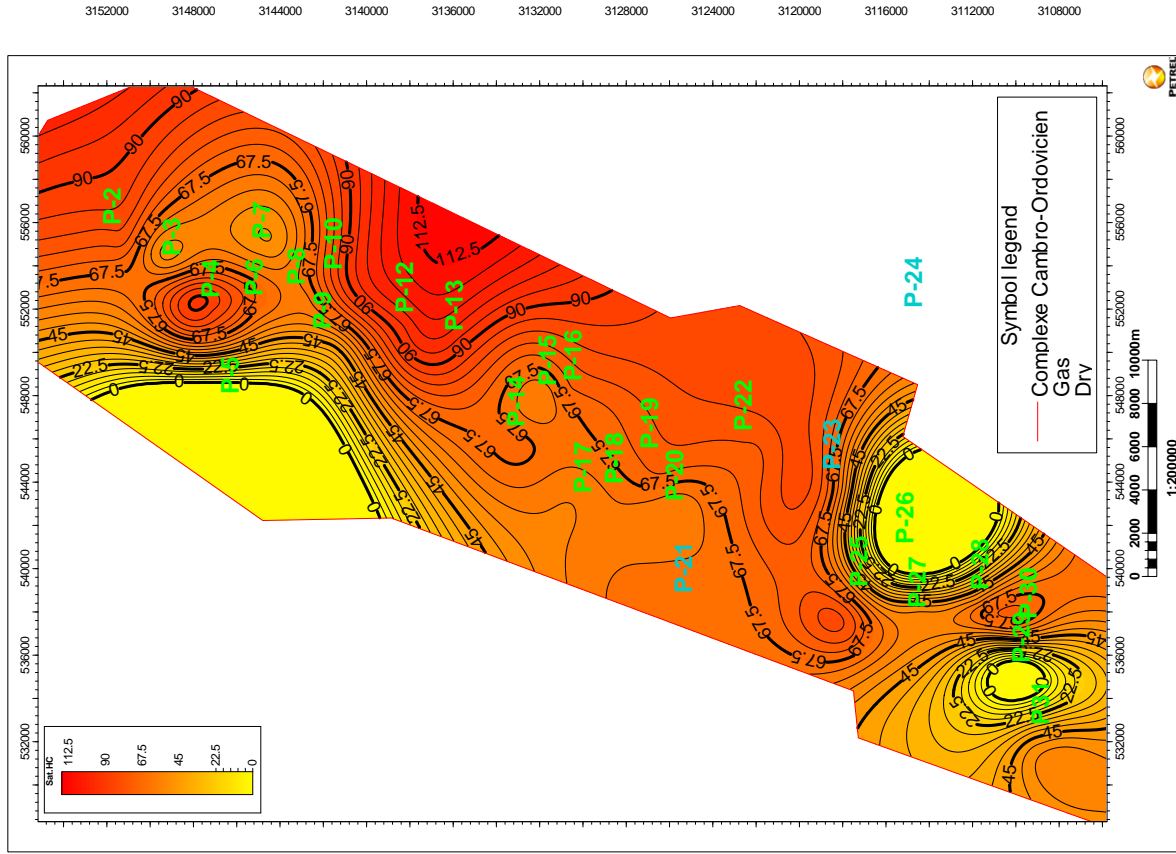


Fig.V.12. Carte en isosaturation de l'unité III-1 du Cambro-Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

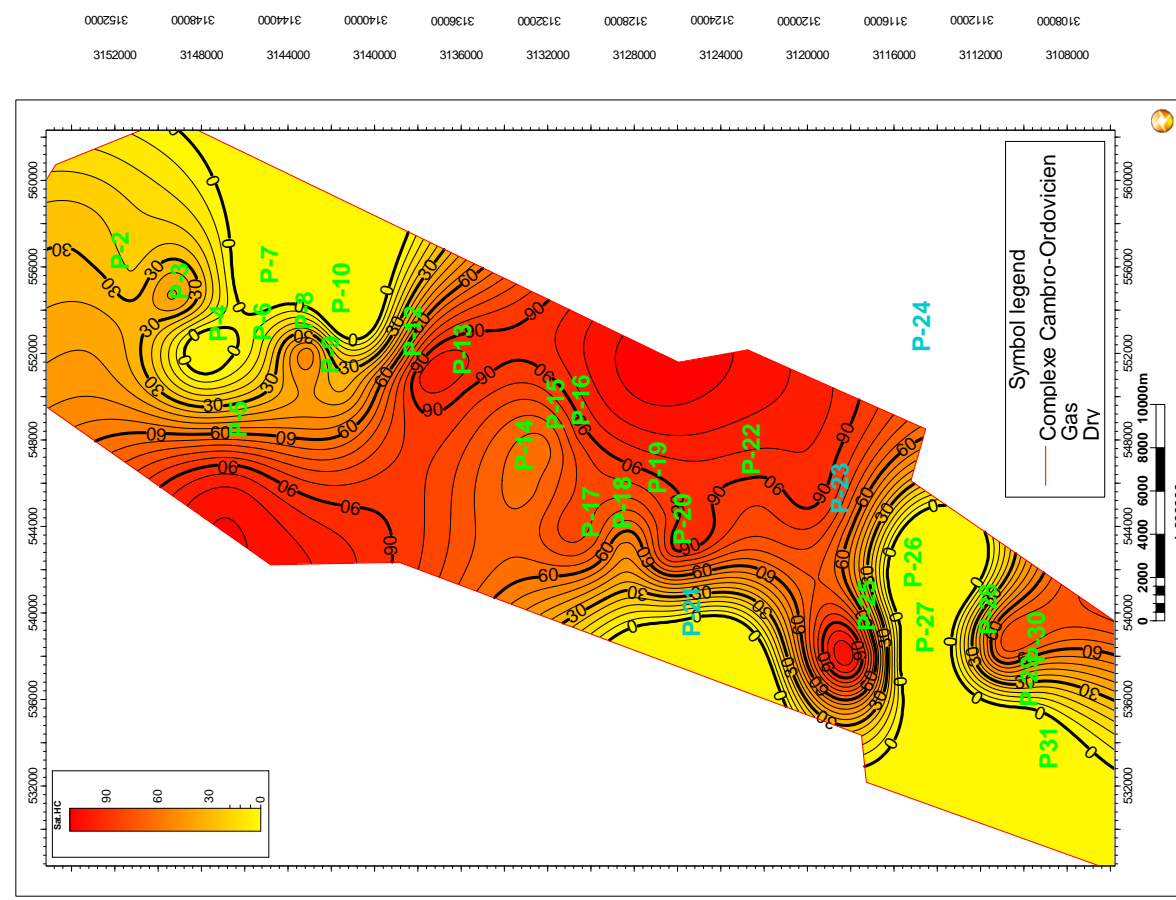


Fig.V.13. Carte en isosaturation de l'unité III-3 du Cambro-Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

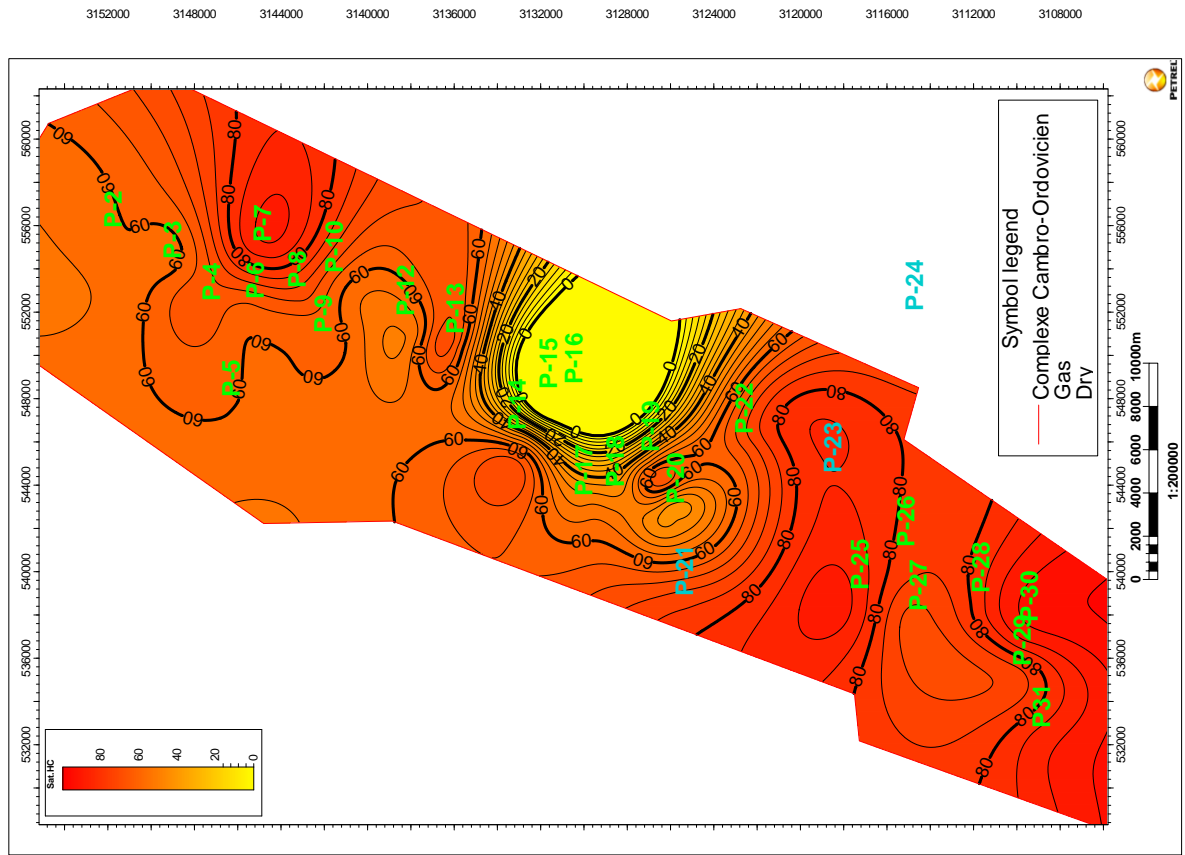


Fig. V.14. Carte en isosaturation de l'unité IV-2 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

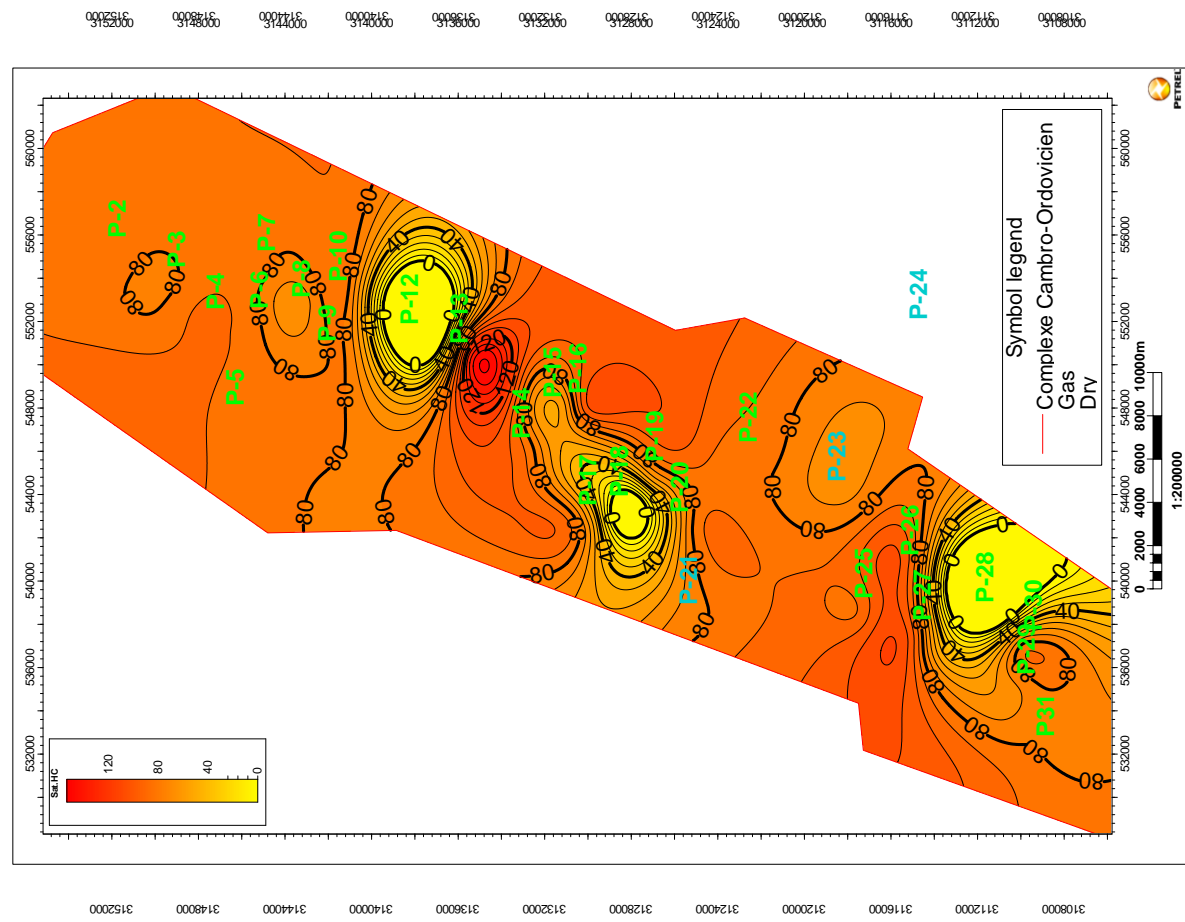


Fig. V.15. Carte en isosaturation de l'unité IV-3 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

V.2.4. Interprétation des cartes en isopaques totales des différentes unités

- **Carte en isopaque totale de l'unité II**

La carte en isopaque totale de l'unité II (Fig.V.16) montre que les grandes épaisseurs sont enregistrées dans la partie Sud-Ouest de la structure, d'où on enregistre 86.26m au niveau du puits P-30, l'épaisseur de l'unité II diminue en allant vers la partie Nord- Est de la structure, où on enregistre 18m d'épaisseur au niveau du puits P-3.

- **Carte en isopaque totale de l'unité III-1**

La carte en isopaque totale de l'unité III-1 (Fig.V.17) montre des épaisseurs importantes. Les plus grandes épaisseurs sont enregistrées dans la partie Sud-Ouest de la structure, la plus grande épaisseur est enregistrée au niveau du puits P-30 avec une valeur de 114m, l'épaisseur diminue en allant vers la partie Nord-Est de la structure avec 28m enregistrée au niveau du puits P-3, elle atteint son minimum au niveau du puits P-21 avec une valeur de 17.1m dans la partie centrale de la structure. L'absence de l'épaisseur au niveau du puits P-31 et P-29 est expliquée par le passage de la paléovallée.

- **Carte en isopaque totale de l'unité III-3**

La carte en isopaque totale de l'unité III-3 (Fig.V.18) montre de très bonnes épaisseurs au niveau de toute la structure. Elle enregistre une épaisseur de 148.61m au niveau du puits P-10 situé dans la partie Nord-Est, elle diminue en allant vers la partie centrale, où on enregistre 47m au niveau du puits P-17 et 23.62m au niveau du puits P-27. L'absence des épaisseurs au niveau des puits P-31 et P-29 est dû au passage de l'axe de la paléovallée.

- **Carte en isopaque totale de l'unité IV-2**

La carte en isopaque totale de l'unité IV-2 (Fig.V.19) montre que l'unité IV-2 est présente au niveau de tous les puits avec de bonne à faible épaisseurs ; les bonnes épaisseurs sont enregistrées au niveau des puits P-29 dans la partie Sud-Ouest avec 171.55m de sédiments et 122m d'épaisseur au niveau du puits P-4 dans la partie Nord-Est de la structure, elle atteint son minimum au niveau du puits P-31 située dans la partie Sud-Ouest.

- **Carte en isopaque totale de l'unité IV-3**

La carte en isopaque totale de l'unité IV-3 (Fig.V.20) présente une distribution de l'unité IV-3 au niveau de tous les puits et montre de faible à moyenne épaisseurs, la bonne épaisseur est enregistrée au niveau du puits P-5 avec 61m de sédiments , l'épaisseur de l'unité IV-3 diminue en allant vers la partie Sud-Ouest, où on enregistre 20.42m au

niveau du puits P-28 et elle atteint son minimum au niveau des puits P-12 et P-3 avec 3m d'épaisseur enregistrée dans la partie Nord-Est et centrale de la structure.

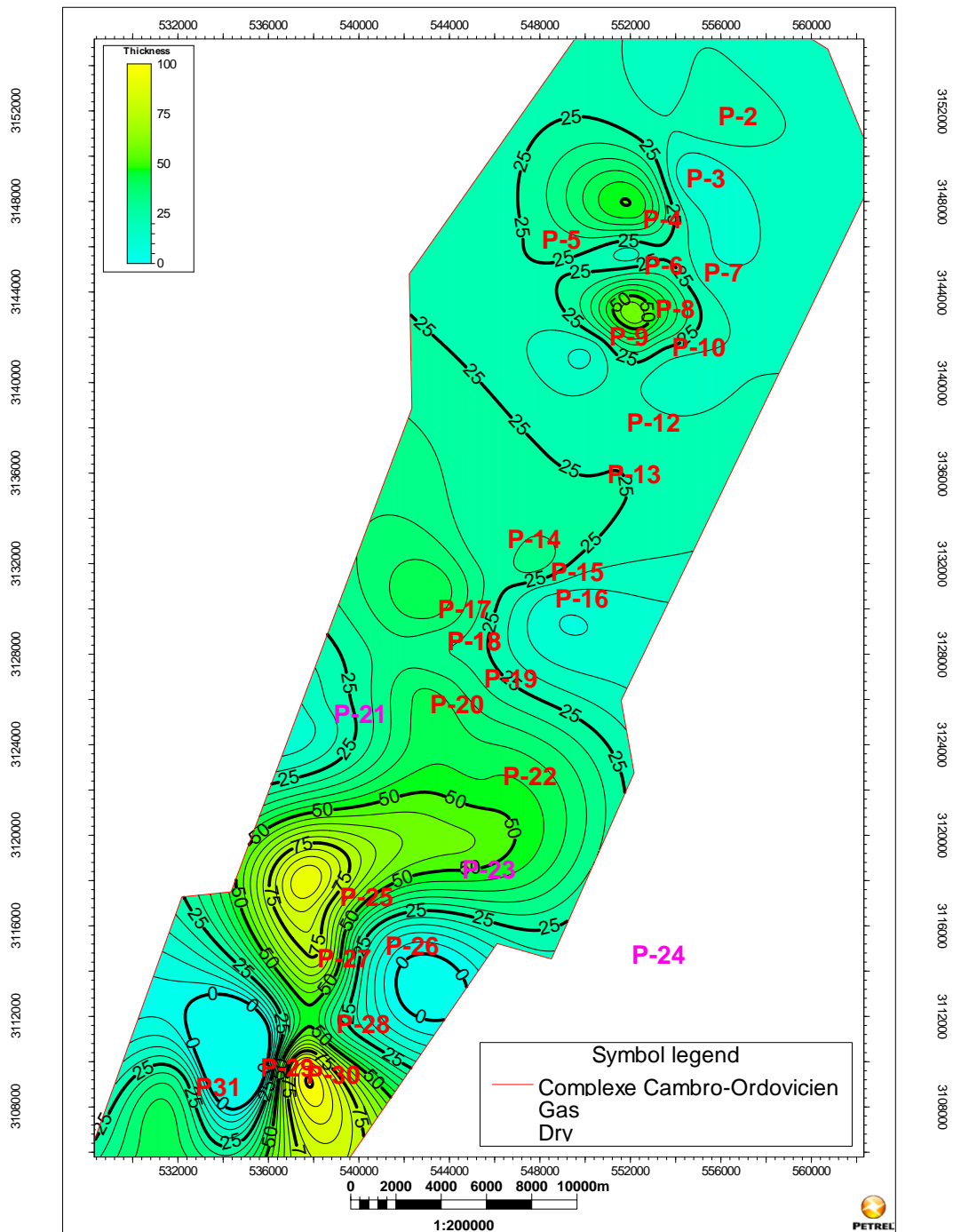


Fig.V.16. Carte en isopache total de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

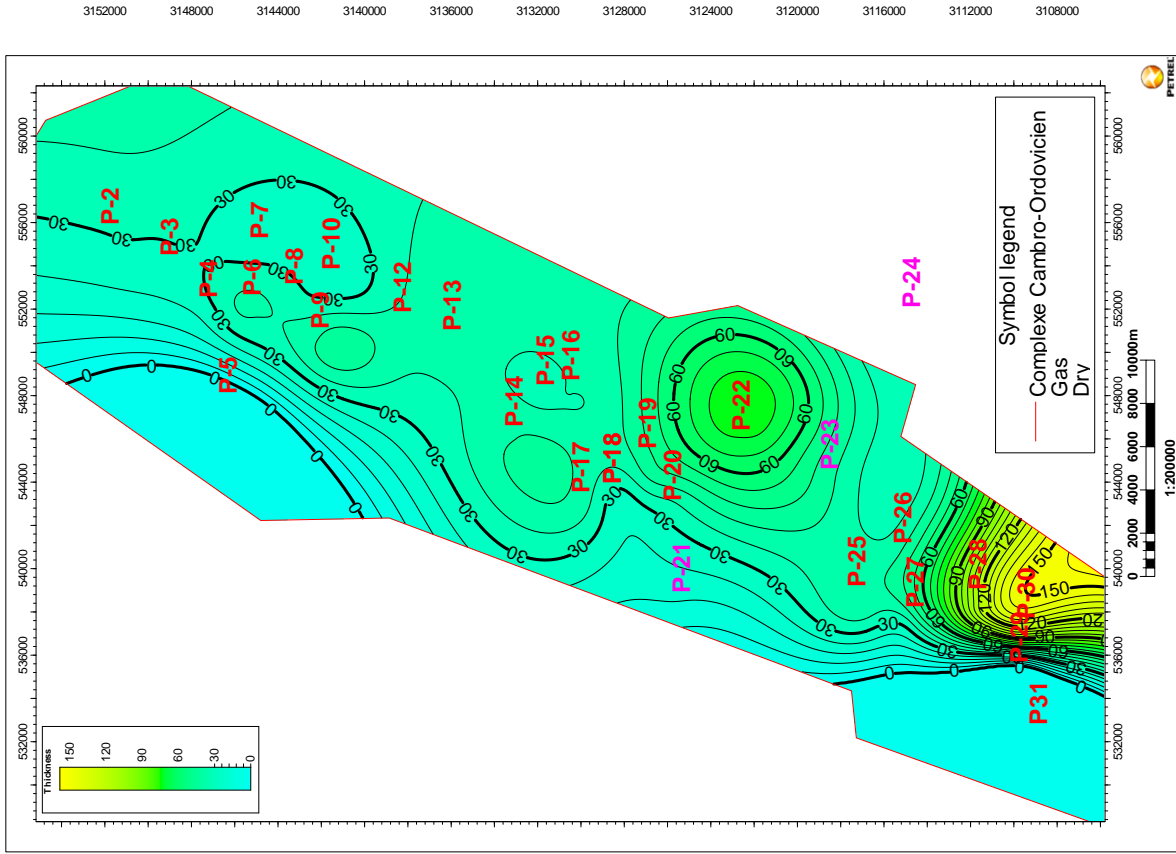


Fig. V.17. Carte en isopaque total de l'unité III-1 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

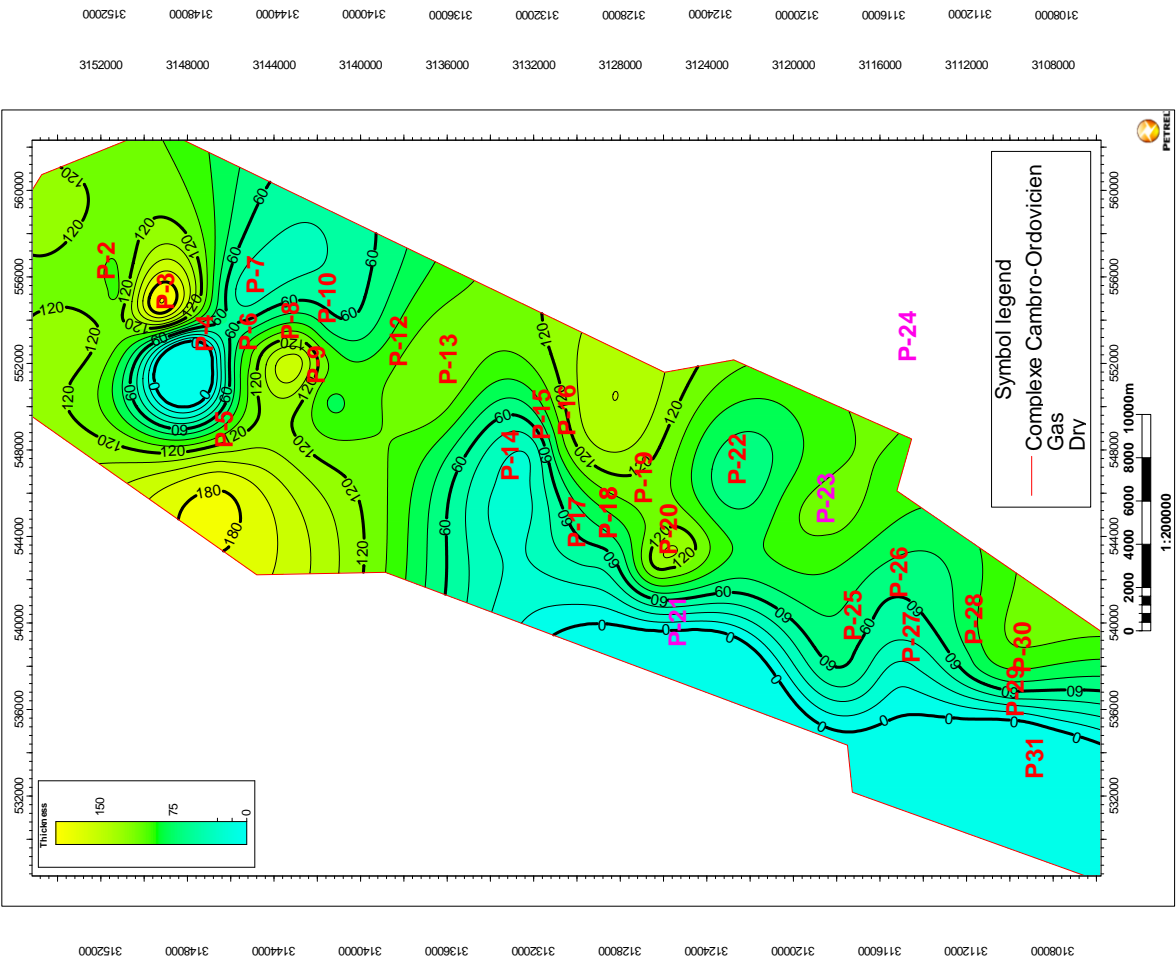


Fig. V.18. Carte en isopaque total de l'unité III-3 du Cambro-Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

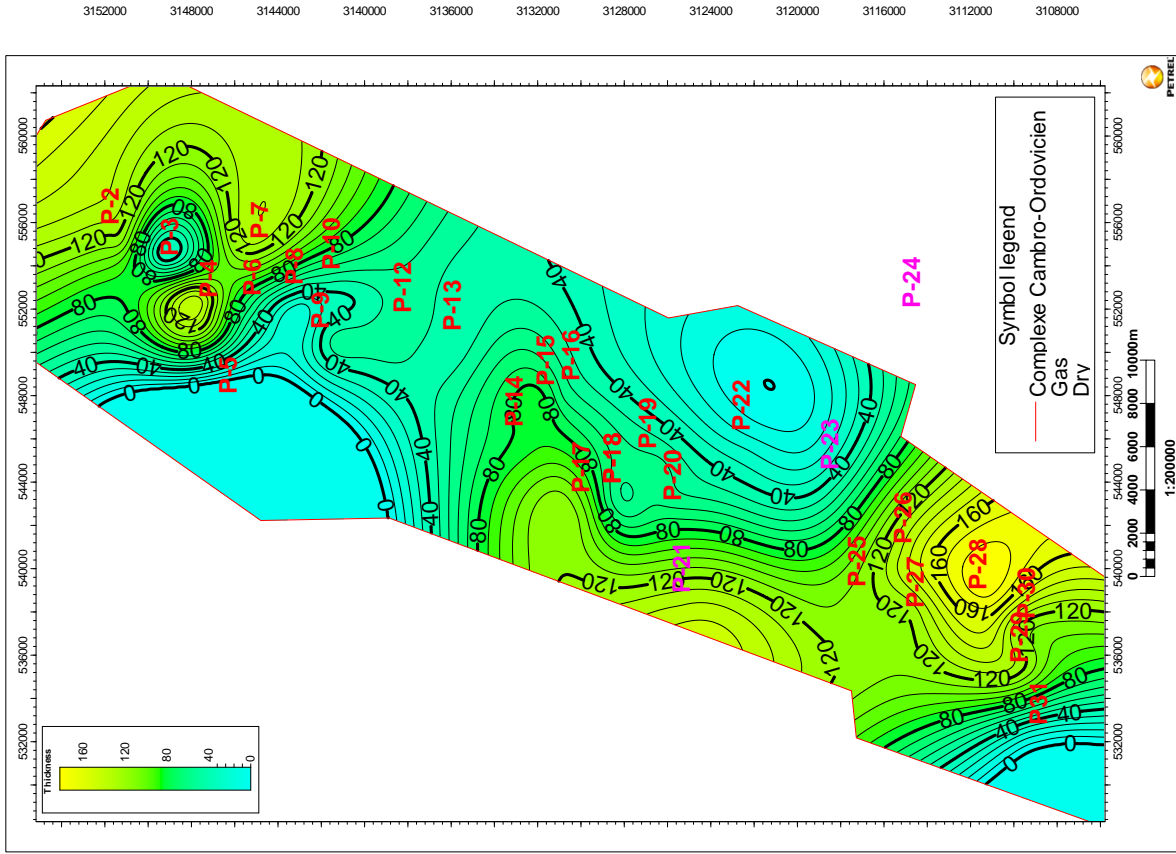


Fig.V.19. Carte en isopaque total de l'unité IV-2 du Cambro-Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

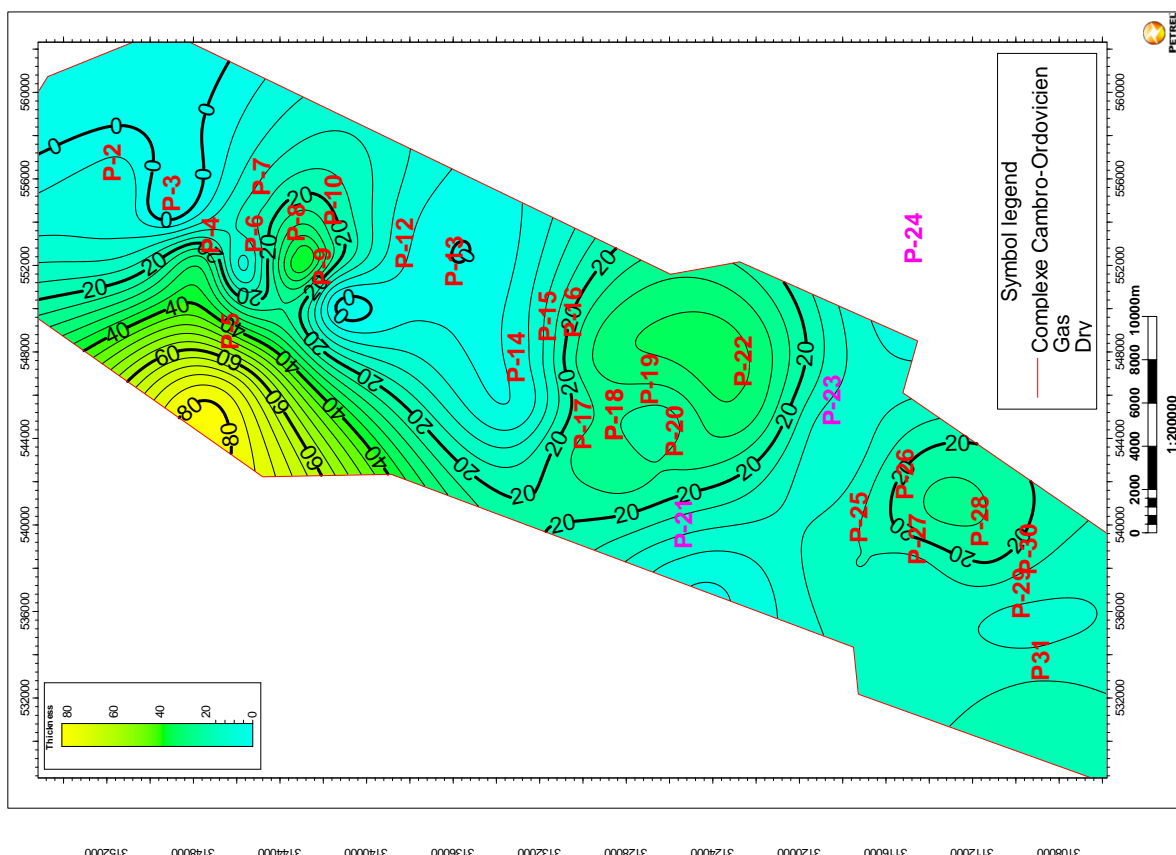


Fig.V.20. Carte en isopaque total de l'unité IV-3 du Cambro-Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

V.2.5. Interprétation des cartes en isoépaisseurs utiles des différentes unités

- **Carte en isoépaisseur utile de l'unité II**

La carte en isoépaisseur utile de l'unité II (fig.V.21) montre de faible à bonne épaisseurs ; les bonnes épaisseurs sont enregistrées dans la partie Sud-Ouest de la structure enregistrée au niveau du puits P-25 avec une valeur de 36.5m d'épaisseur, elle devient moins épaisse dans la partie Nord-Est et dans la partie centrale de la structure, où on enregistre 17m au niveau du puits P-2 et 11m au niveau des puits P-16 et P-15. L'unité II disparaît complètement au niveau du puits P-25 dans la partie Sud- Ouest de la structure.

- **Carte en isoépaisseur utile de l'unité III-1**

La carte en isoépaisseur utile de l'unité III-1 (fig.V.22) montre de faible à moyenne épaisseurs, la plus grande épaisseur est enregistrée dans la partie Nord-Est avec une valeur de 17.07m au niveau du puits P-8, elle diminue en direction de la partie centrale de la structure qui enregistre 1m d'épaisseur au niveau du puits P-16 jusqu'à ce qu'elle disparaît dans la partie Nord-Est au niveau du puits P-2.

- **Carte en isoépaisseur utile de l'unité III-3**

La carte en isoépaisseur utile de l'unité III-3 (fig.V.23) montre de faible à bonne épaisseurs, la plus grande épaisseur est enregistrée dans la partie centrale de la structure, au niveau du puits P-17, avec une valeur de 33m, elle devient moins importante dans la partie centrale de la structure avec une valeur de 11.73m au niveau du puits P-22 ; et encore plus faible en allant vers la partie Nord-Est avec des épaisseurs variant de 5 à 2m. Une valeur nulle est enregistrée au niveau des puits P-2, P-7 et P-8.

- **Carte en isoépaisseur utile de l'unité IV-2**

L'unité IV-2 (fig.V.24) est présente au niveau de tous les puits, on observe de faible à de bonne épaisseurs, les plus grandes épaisseurs sont enregistrées au niveau du puits P-4 avec une valeur de 84.43m située dans la partie Nord-Est, et 60.42m enregistrée au niveau du puits P-25 situé dans la partie Sud-Ouest de la structure. Les faibles épaisseurs sont enregistrées dans la partie centrale de la structure avec des valeurs de 5.36m au niveau du puits P-6 et 2.98m au niveau du puits P-14. L'unité IV-2 disparaît complètement dans la partie centrale au niveau des puits P-12, P-13, P-16, P-20 et P-21.

• Carte en isoépaisseur utile de l'unité IV-3

La carte en isoépaisseur utile montre que l'unité IV-3 (fig.V.25) est présente au niveau de tous les puits avec de faibles valeurs, la plus grande épaisseur est enregistrée dans la partie centrale de la structure avec une valeur de 22m au niveau du puits P-29. L'épaisseur diminue en allant vers la partie Nord-Est avec 12.5m enregistrée au niveau du puits P-4 et diminue pour atteindre 4m enregistrée au niveau du puits P-2 ainsi que 2.7m au niveau du puits P-18.

L'unité IV-3 disparaît complètement au niveau des puits P-8, P-28 et P-19.

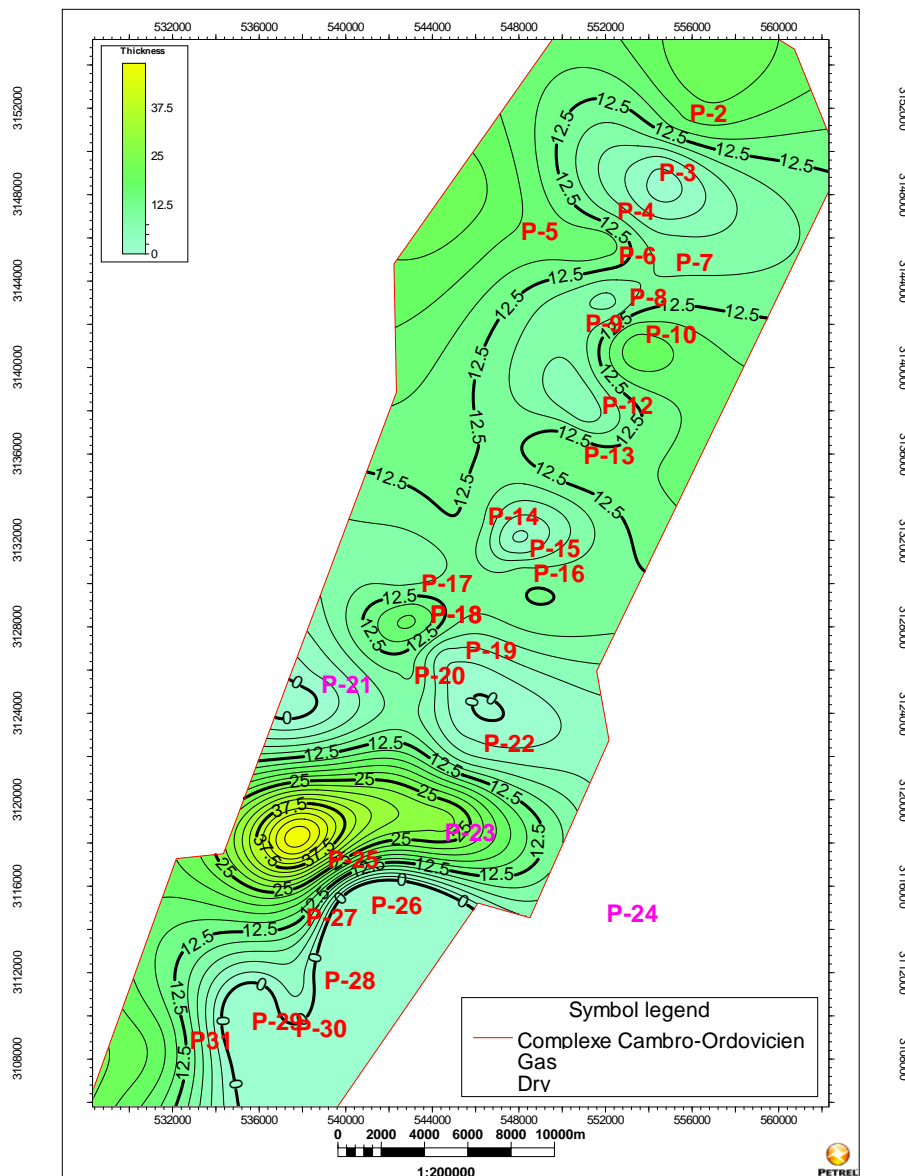


Fig.V.21. Carte en isoépaisseur utile de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.

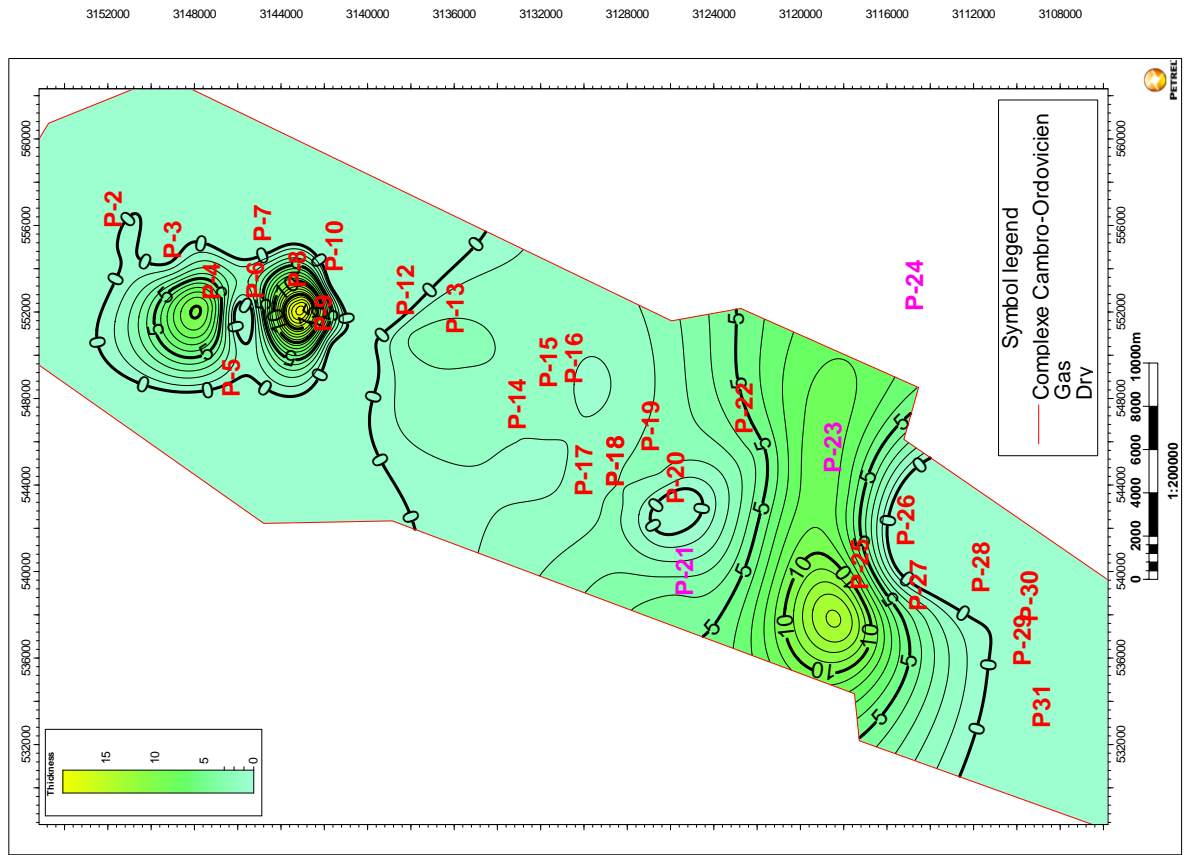


Fig.V.22. Carte en isoépaisseur utile de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinnrherth du bassin d'Illizi.

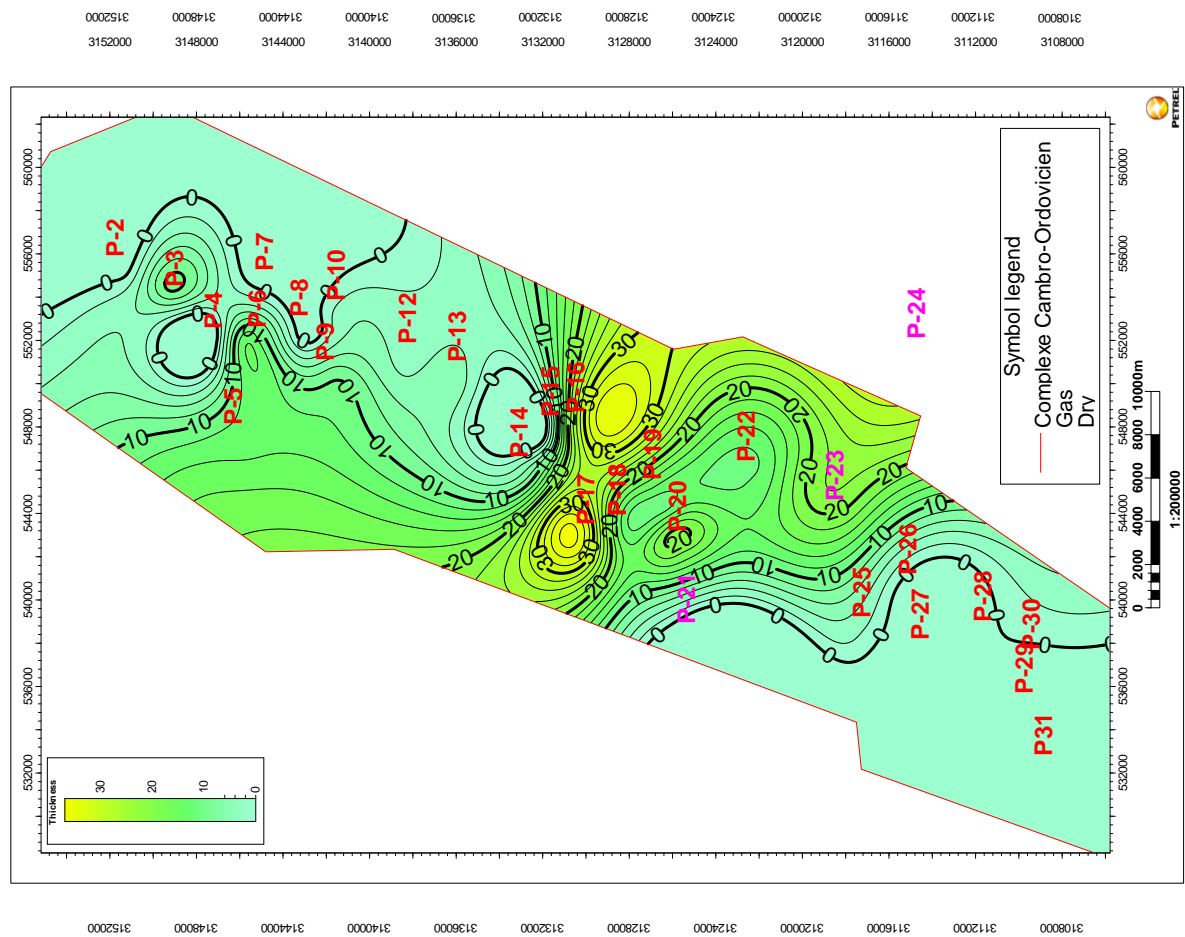


Fig.V.23. Carte en isoépaisseur utile de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinnrherth du bassin d'Illizi.

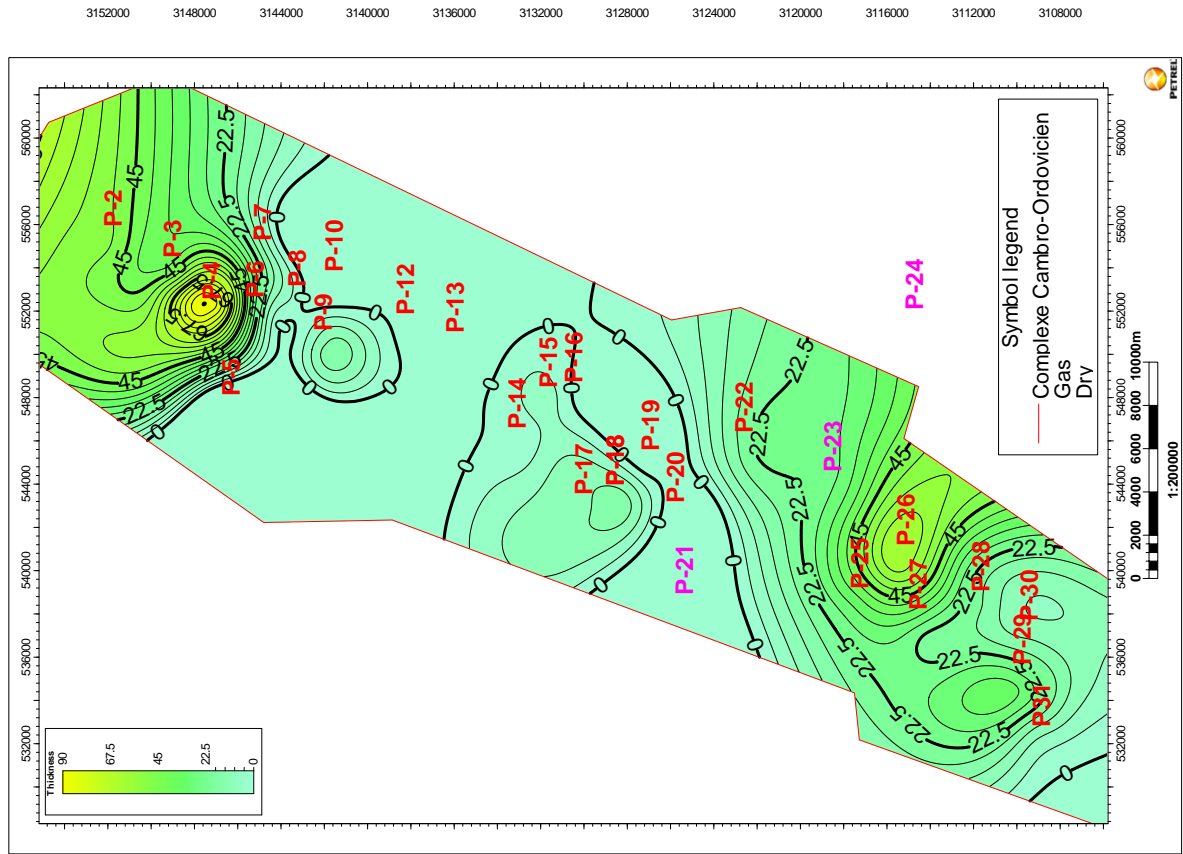


Fig. V.24. Carte en isoépaisseur utile de l'unité IV-2 du Cambro- Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

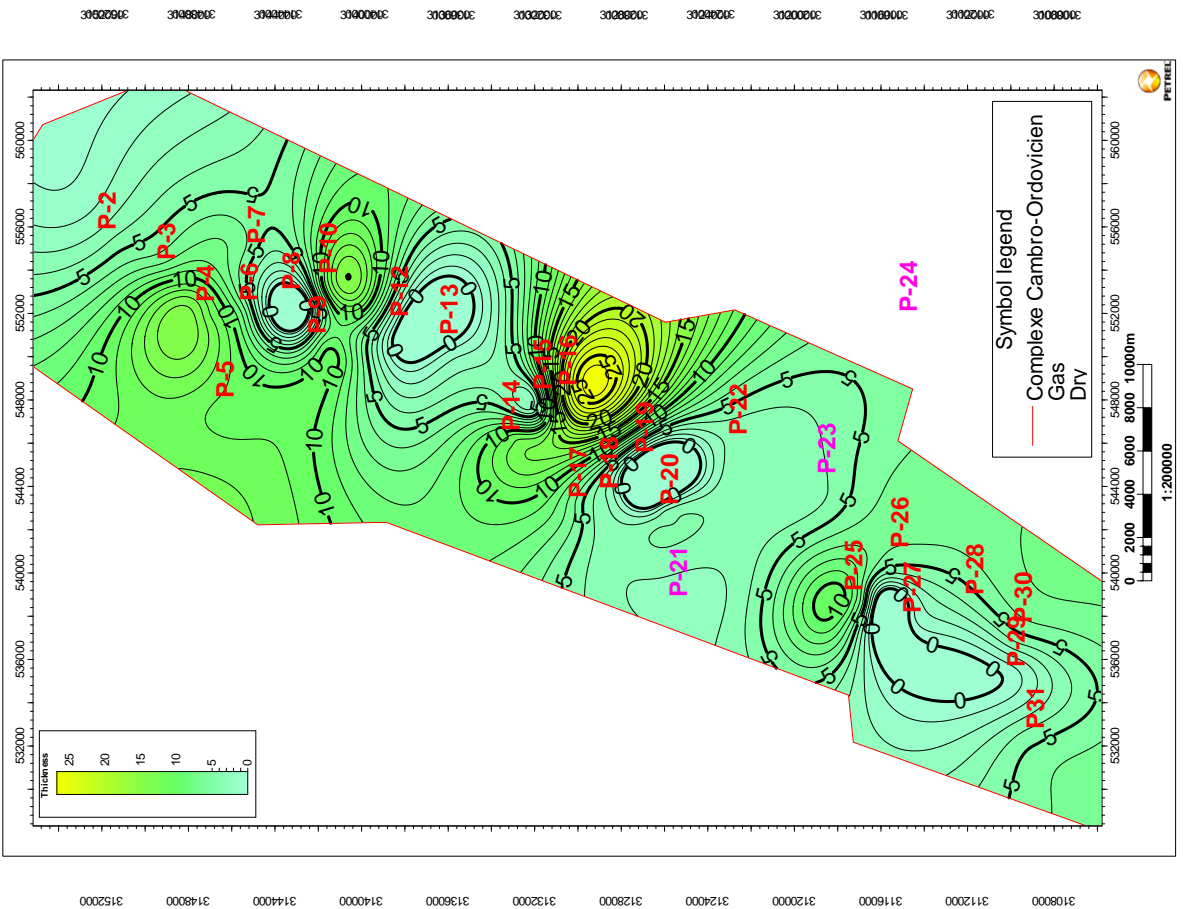


Fig. V.25. Carte en isoépaisseur utile de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinherth du bassin d'Illizi.

V.2.6. Interprétation des cartes en iso-argilosité des différentes unités

- **Carte en iso-argilosité de l'unité II**

La carte en isovolume d'argile de l'unité II (fig.V.26) présente un volume d'argile faible à moyen.

Le maximum du volume d'argile est localisé dans la partie centrale de la structure au niveau du puits P-16 avec une valeur de 33% ; ce volume diminue au niveau du puits P-13 pour atteindre une valeur de 3.2% et s'annule dans la partie Sud-Ouest de la structure au niveau des puits P-25 et P-30 ; ceci est expliqué par le faciès argilo-gréseux constitué essentiellement d'argile et de quartz et quelques cristaux de mica de type muscovite.

- **Carte en iso-argilosité de l'unité III-1**

La carte en isovolume d'argile de l'unité III-1 (fig.V.27) présente un volume d'argile moyen à bon.

Dans la partie Nord-Est de la structure au niveau du puits P-7, on enregistre une valeur maximale de 36.4% ; elle diminue au niveau du puits P-10 avec une valeur de 5.8% et s'annule au niveau des puits P-2, P-16 et P-27 ; ceci revient au volume intergranulaire qui est assuré par un grand pourcentage d'argile constitué essentiellement d'un mélange entre l'illite et la kaolinite.

- **Carte en iso-argilosité de l'unité III-3**

La carte en isovolume d'argile de l'unité III-3 (fig.V.28) présente un volume moyen à bon. Dans la partie centrale de la structure au niveau du puits P-12, on enregistre une valeur maximale de 36.9% ; ensuite elle diminue pour atteindre une valeur de 10% dans la partie Nord-Est de la structure au niveau du puits P-5, et enfin elle s'annule au niveau des puits P-2 et P-27. Le maximum de valeur oscille entre 12% et 25%. Donc on peut déduire que la partie centrale est plus argileuse que le reste de la structure.

- **Carte en iso-argilosité de l'unité IV-2**

La carte en isovolume d'argile de l'unité IV-2 (fig.V.29) présente des valeurs moyennes à excellentes par endroit.

Dans la partie Sud-Ouest de la structure, on enregistre un maximum de volume d'argile avec une valeur de 48.2% au niveau du puits P-27 ; et 42% enregistré au niveau du puits P-2 dans la partie Nord- Est de la structure.

Le maximum de valeur oscille entre 20% et 36% de volume d'argile, il diminue en direction de la partie Sud- Ouest de la structure pour atteindre une valeur de 9.9%, enregistrée au niveau du puits P-27 pour enfin s'annuler au niveau du puits P-16.

On peut déduire que la partie Nord- Est de la structure est la plus argileuse, donc le volume intergranulaire est défini comme l'ensemble des éléments diagénétique, occupant

ainsi les espace entre les grains détritique d'où le faciès argileux constitué essentiellement d'argile.

• Carte en iso-argilosité de l'unité IV-3

La carte d'isovolume d'argile de l'unité IV-3 (fig.V.30) indique un volume faible à moyen. Dans la partie centrale de la structure au niveau du puits P-12 le volume d'argile est enregistré avec un maximum de 31.6%, il diminue pour atteindre 4.9% au niveau du puits P-10. Le maximum de valeur oscille entre 10% et 23% d'où le faciès gréseux qui est constitué globalement des grains de quartz.

On déduit donc que la partie Nord-Est est la plus argileuse par rapport aux parties Sud-Ouest et centrale de la structure.

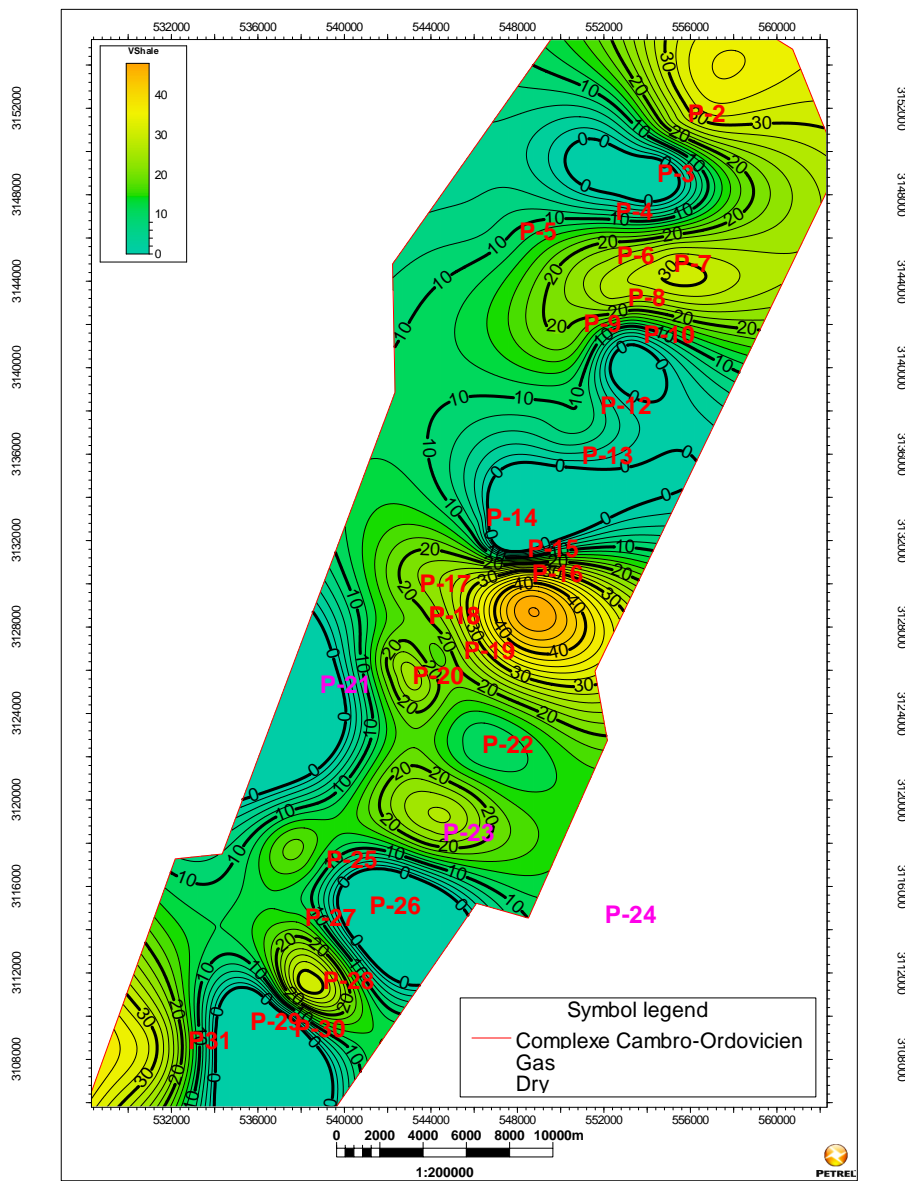


Fig.V.26. Carte en isovolume d'argile de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

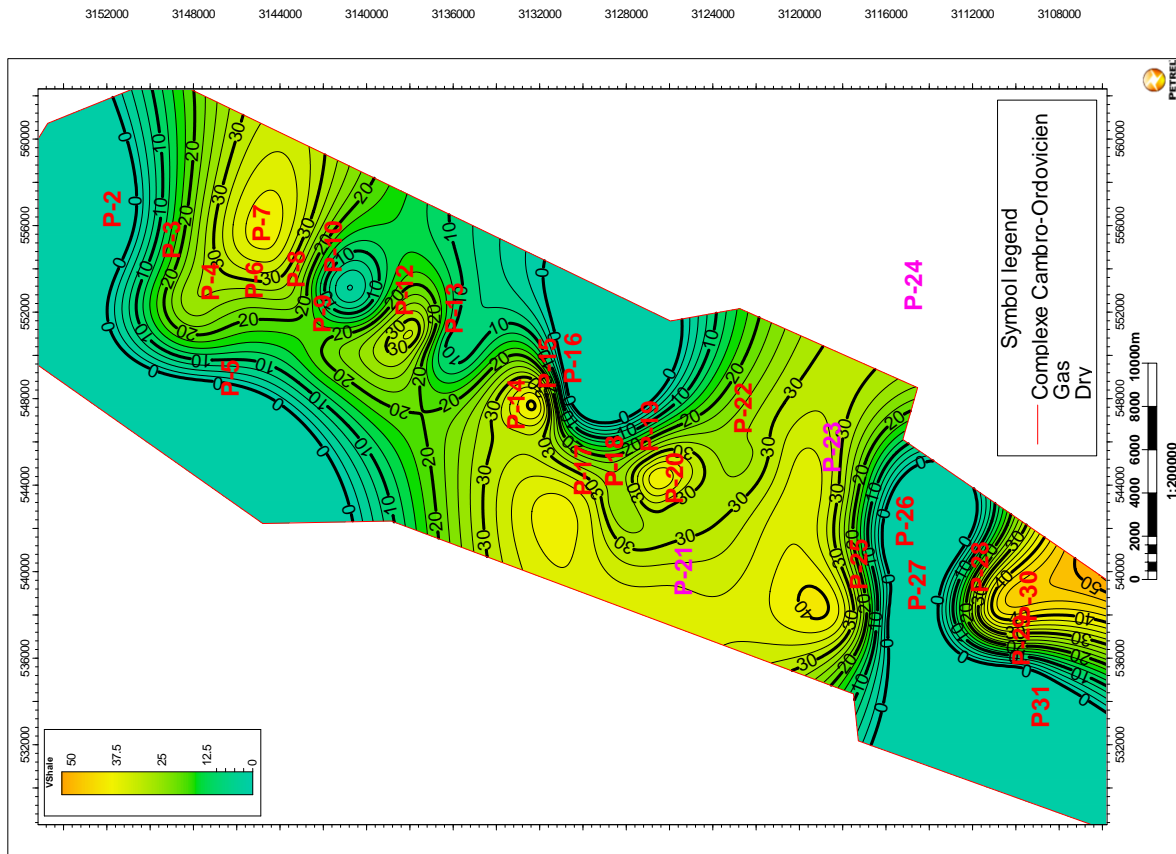


Fig.V.27. Carte en isovolume d'argile de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

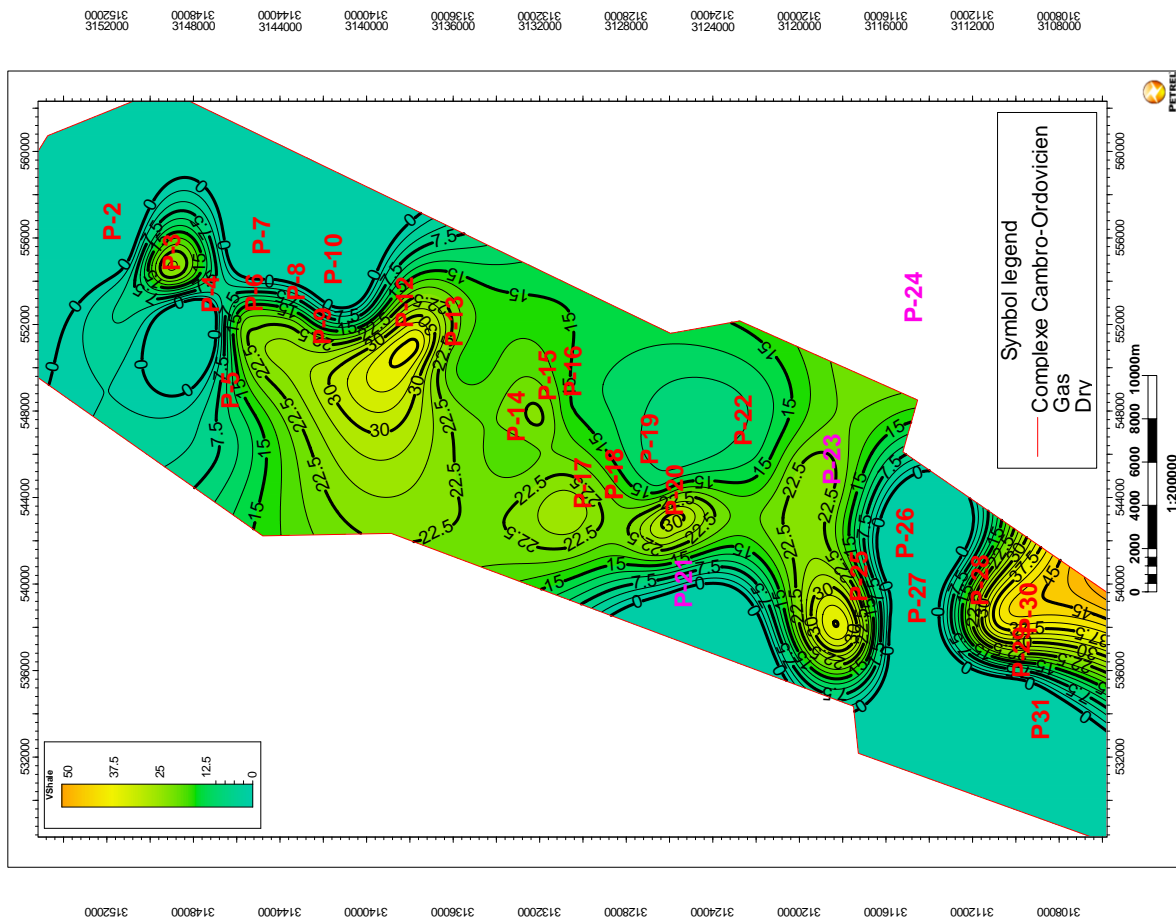


Fig.V.27. Carte en isovolume d'argile de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrherth du bassin d'Illizi.

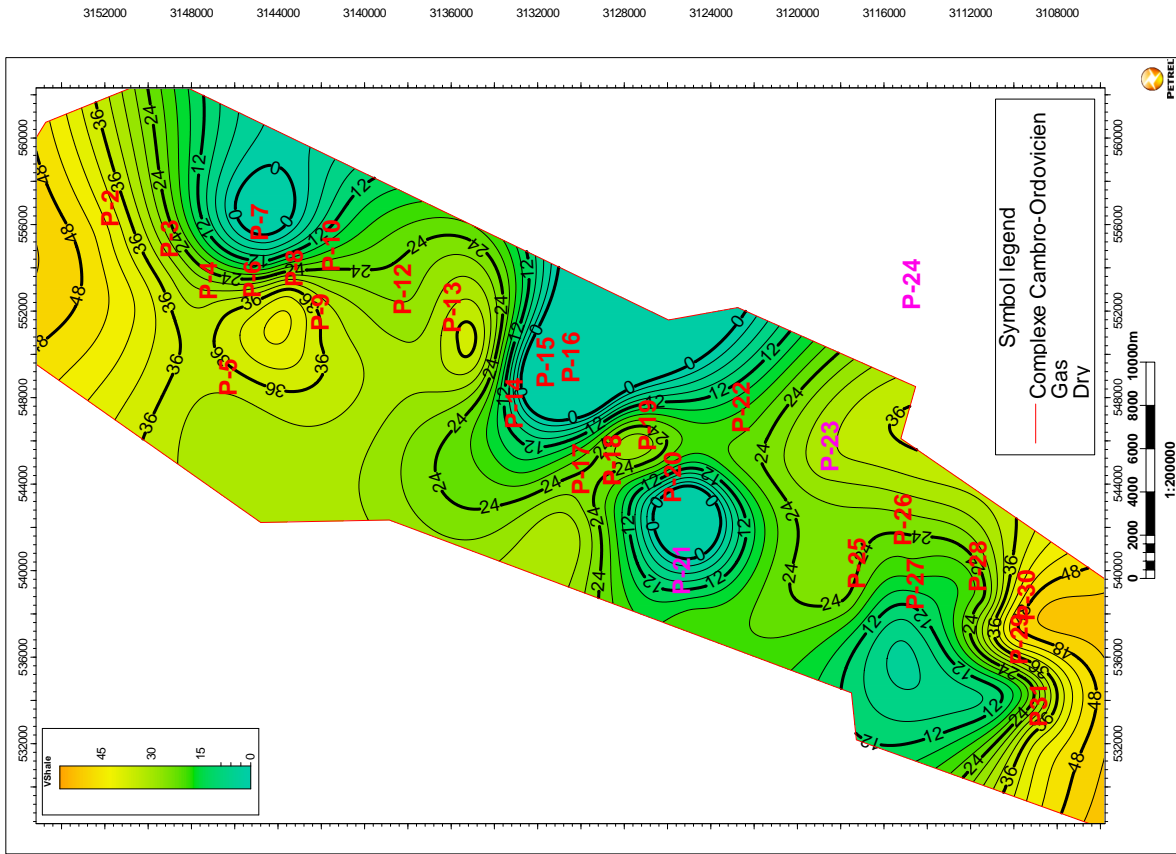


Fig. V.29. Carte en isovolume d'argile de l'unité IV-2 du Cambro- Ordovicien de la région Timrherth du bassin d'Illizi.

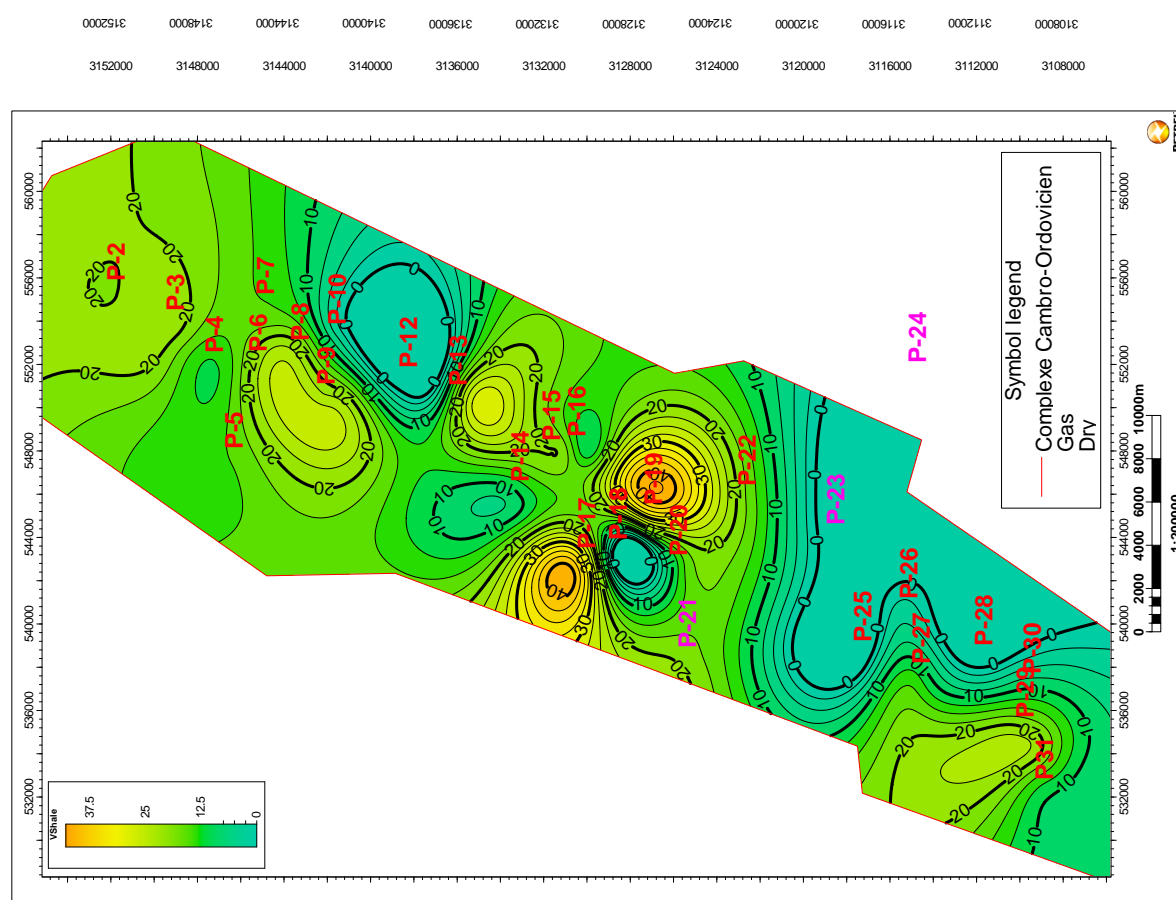


Fig. V.30. Carte en isovolume d'argile de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Timrherth du bassin d'Illizi.

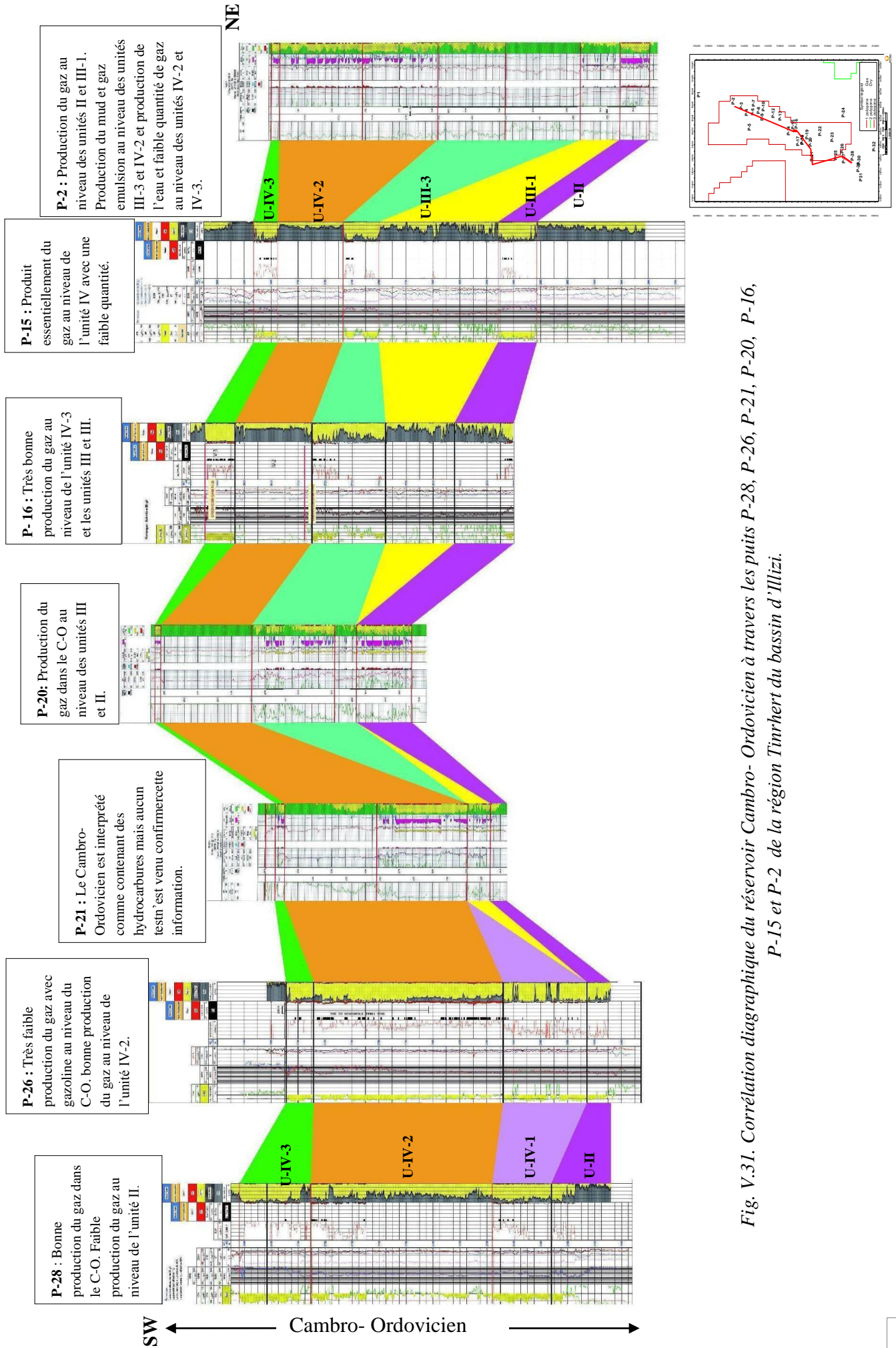


Fig. V.31. Corrélation diagénétique du réservoir Cambro- Ordovicien à travers les puits P-28, P-26, P-21, P-20, P-16, P-15 et P-2 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

V.3. Interprétation de la corrélation diagrapgique des réservoirs Cambro-Ordovicien

La corrélation d'après les test au puits des réservoirs Cambro-Ordovicien de direction Nord Est- Sud Ouest passant par les puits P-28, P-26, P-21, P-20, P-16, P-15 et P-2 (fig.V-31); montre les résultats suivants:

P-28: Le puits produit essentiellement du gaz dans le Cambro-Ordovicien (Unité III-1, III-3, IV-2 et IV-3) après fracturation avec un bon débit. L'unité II produit du gaz avec un faible débit.

P-26: Au niveau de ce puits très faible production de gaz avec gazoline en circulation inverse au niveau du Cambro-Ordovicien. L'unité IV-2 produit du gaz avec un bon débit dans l'intervalle 2690 m à 2855m.

P-21:Au niveau de ce puits le Cambro-Ordovicien est interprété comme contenant des hydrocarbures mais aucun test n'est venu confirmer cette information.

P-20: Ce puits produit essentiellement du gaz au niveau des unités III et II.

P-16 : Ce puits produit essentiellement du gaz avec un bon débit au niveau de l'unité IV-3 entre 2634m à 2655m, et au niveau de l'unité II et III entre 2709m à 2850m.

P-15: Ce puits produit du gaz avec un faible débit au niveau de l'unité IV.

P-2: Au niveau de ce puits les unités II et III-1 produisent du gaz entre 2930m à 2952m, par contre l'unité III-3 produit toujours du gaz entre 2842.1m et 2863.1m. Le test de puits est sec, pas de production par contre entre 2818.6m et 2839.9m production de la boue et du gaz à émulsion. L'unité IV-2, entre 2777.3m à 2733.3m produit de la boue et du gaz à émulsion et entre 2720.4m à 2735.2m le test est sec. L'unité IV-2 et IV-3 entre 2717.6m à 2680.6m produit de l'eau et une faible quantité du gaz.

V.4. Conclusion

D'après l'interprétation des différentes cartes et les tests aux puits du complexe Cambro-Ordovicien au niveau des unités réservoirs II, III-1, III-3, IV-2 et IV-3, on peut conclure qu'on est en présence de réservoirs à faible production initiale de gaz améliorée par fracturation, dû essentiellement au fait qu'ils sont compacts (tight).

Les caractéristiques réservoirs de ce complexe sont variables allant de médiocres à bonnes. L'unité IV-2 présente les meilleurs caractéristiques pétrophysiques par apport aux unités II, III-1, III-3 et IV-3; tandis ce que le réseau de fissuration jouent un rôle tantôt positif pour améliorer la qualité des réservoirs, et tantôt négatif qui se traduit par le colmatage des fissures ; ces réservoirs présentent un aspect tight, ce qui met en évidence leurs hétérogénéité. Unité II présente un faciès tight d'où une qualité de réservoir médiocre mettant en évidence une certaine hétérogénéité; toute fois ce réservoir s'est montré intéressant et s'est révélé productif de gaz au niveau des puits P-16, P-25 et P-20.

Unité III-1 offre des qualités réservoirs médiocres améliorées par fissuration créée par le réseau de faille de direction Nord Est-Sud Ouest, et le type de porosité qui est secondaire liée à la dissolution des éléments instables et le type de ciment, ce qui met en évidence le facies tight de cette unité.

Unité III-3 dispose de qualité réservoirs médiocres à bonnes, améliorées par fissuration. Cette unité fait ressortir un caractère tight liée à l'impact de la compaction sur le comportement de la porosité qui est de type (primaire et secondaire) conjuguée aux forte silicifications.

Ce réservoir a donné du gaz, du gaz à condensât au niveau du puits P-6 et des indices de gaz au niveau du puits P-9.

Unité IV-3 présente des qualités réservoirs médiocre à excellente améliorées par fissuration, ceci revient aux éléments diagenétiques occupant l'espace entre les grains et le type de porosité qui est secondaire aussi le type de ciment qui est carbonatée.

Ce réservoir a donné du gaz au niveau des puits P-16 et P-3, du condensât au niveau du puits P-6 et des traces de condensât au niveau du puits P-3.

Chapitre VI

Etude

Géostatistique

VI.1. Introduction

La géostatistique est un domaine très sollicité dans l'industrie pétrolière, vu les besoins en caractérisation des réservoirs qui ne cessent d'augmenter d'une année à une autre.

La géostatistique permet l'évaluation des réserves en hydrocarbures, elle étudie les problèmes posés par des variables mesurées dans la nature telles que l'épaisseur d'une couche géologique, la densité de végétation et autres paramètres.

On distingue ces variables par leur caractère aléatoire ou bien régionalisé.

Dans le premier cas du caractère aléatoire, la variable est due à un phénomène physique sous-jacent très complexe ; par contre dans le second cas, les caractères des données ne sont pas entièrement indépendants de leur localisation.

VI.2. Etude géostatistique**VI.2.1. Introduction**

Vu l'hétérogénéité des réservoirs Cambro-Ordovicien du bassin d'Illizi, leur étude nécessite un traitement statistique qui pourrait nous permettre de mieux évaluer la qualité des réservoirs.

Les caractéristiques des roches réservoirs s'expriment principalement par la porosité et la perméabilité, dont les relations entre elles sont fondamentales pour l'étude du réservoir ; elles résument toute l'histoire géologique des dépôts et surtout de toutes les conditions de sédimentation et de diagenèse qui leur succèdent.

Chaque couche magasin est caractérisée par différents paramètres tel que : la porosité, la perméabilité, la saturation, l'épaisseur, l'argilosité et la densité.

Les plus importantes à étudier sont la perméabilité et la porosité. L'importance de la perméabilité est ressentie directement sur la production initiale d'un puits ainsi que sur l'indice de productivité.

VI.2.2. Méthodologie

Pour une étude complète du secteur choisi, il est nécessaire d'établir une étude statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir, pour cela on suit les étapes suivantes :

L'établissement et interprétation des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité pour chaque unité.

L'établissement des corrélations entre la porosité et la perméabilité pour chaque unité.

VI.3. Interprétation des histogrammes de porosité et de perméabilité

Les histogrammes sont établis à partir du traitement statistique des données carottes au niveau de chaque unité (U-II, U-III-1, U-III-3, U-IV-2 et U-IV-3).

VI.3.1. Unité II

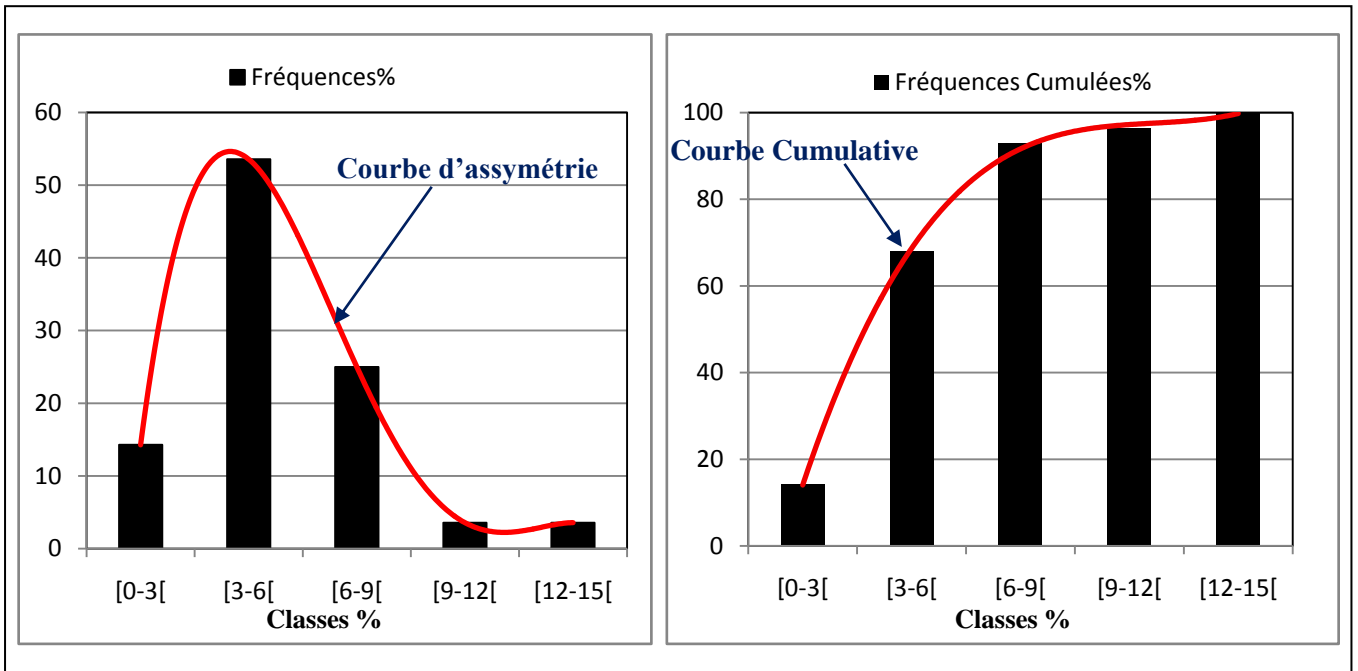


Fig.VI.1. Histogramme de porosité de l'unité II.

- **Interprétation de l'historgramme de la porosité**

L'historgramme de porosité de l'unité II (*fig.VI.1*) réalisée pour une population de 135 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution à caractère uni modale, l'assymétrie est gauche avec un coefficient d'assymétrie de 1.317, le mode est égale à 4%, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [3-6[et une moyenne arithmétique estimée à 5.5410%. Cette unité illustre une distribution de faible porosité.

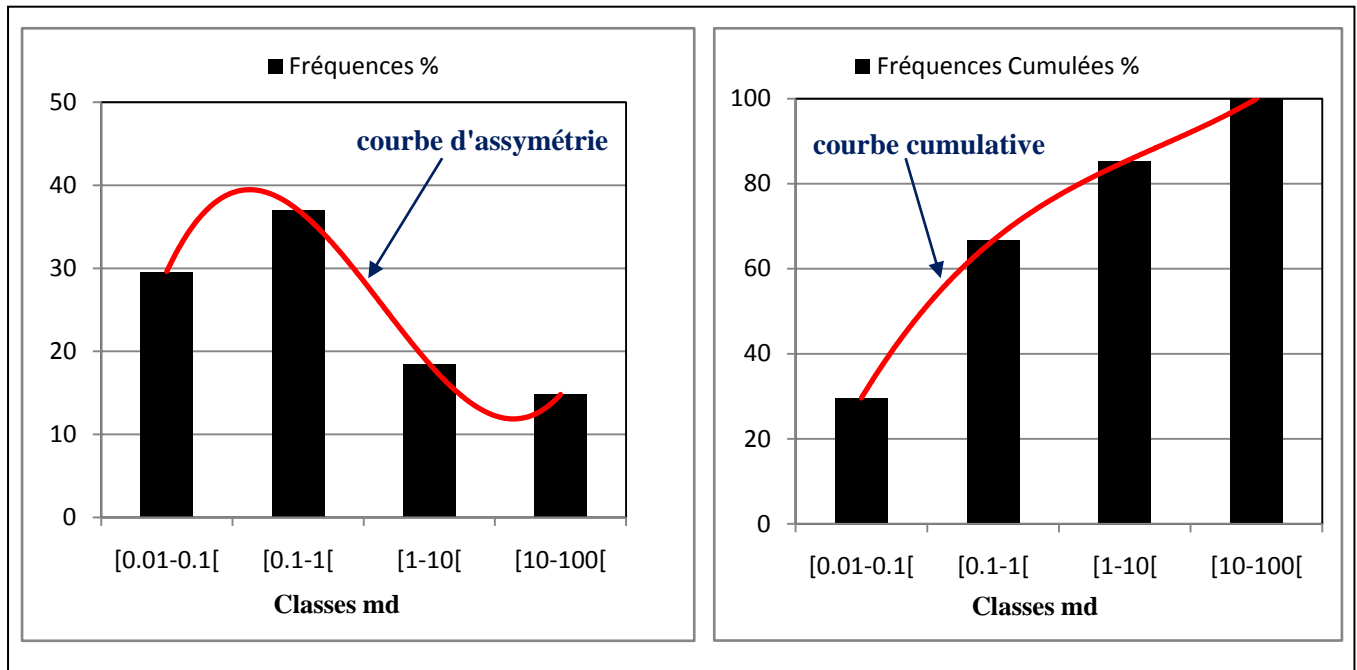


Fig.VI.2. Histogramme de perméabilité de l'unité II.

- **Interprétation de l'histogramme de la perméabilité**

L'histogramme de la classe de perméabilité de l'unité II (*fig.IV.2*) réalisée pour une population de 132 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution à caractère uni modale, l'assymétrie est gauche avec un coefficient d'assymétrie de 2.202, le mode est égale à 0.1md, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [0.1-1[et une moyenne géométrique est estimée à 0.4545md.

L'unité II illustre une distribution de faible porosité et perméabilité à caractère uni modale, ce caractère s'interprète par la présence d'un seul type de porosité correspond à une porosité de dissolution de la silice et un seul type de perméabilité amélioré par la présence de la fissuration, d'où une qualité de réservoir médiocre mettant en évidence une certaine hétérogénéité.

VI.3.2. Unité III-1

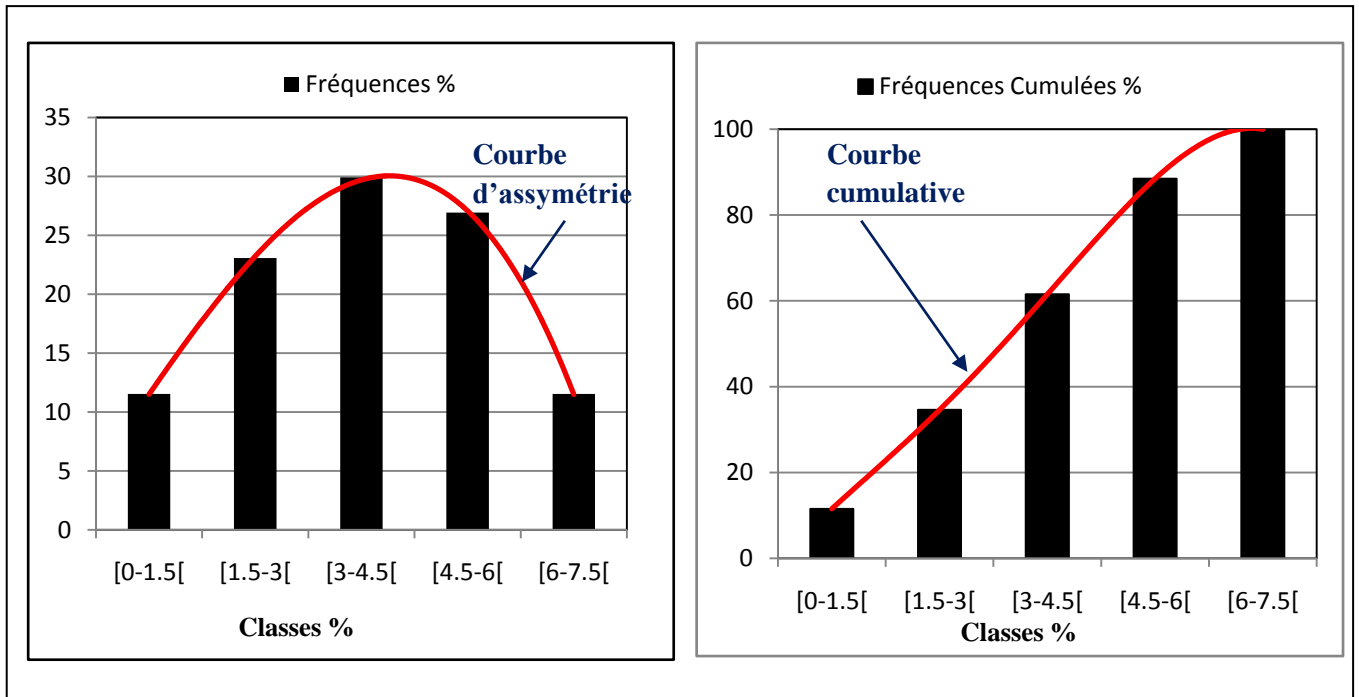


Fig.VI.3. Histogramme de porosité de l'unité III-1.

• **Interprétation de l'histogramme de la porosité**

L'histogramme de la classe de porosité de l'unité III-1 (fig.VI.3) réalisée pour une population de 122 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution à caractère unimodale, l'assymétrie est droite avec un coefficient d'assymétrie de 0.3620%, le mode est égal à 3%, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [3-4.5[et une moyenne arithmétique estimée à 3.9593%.

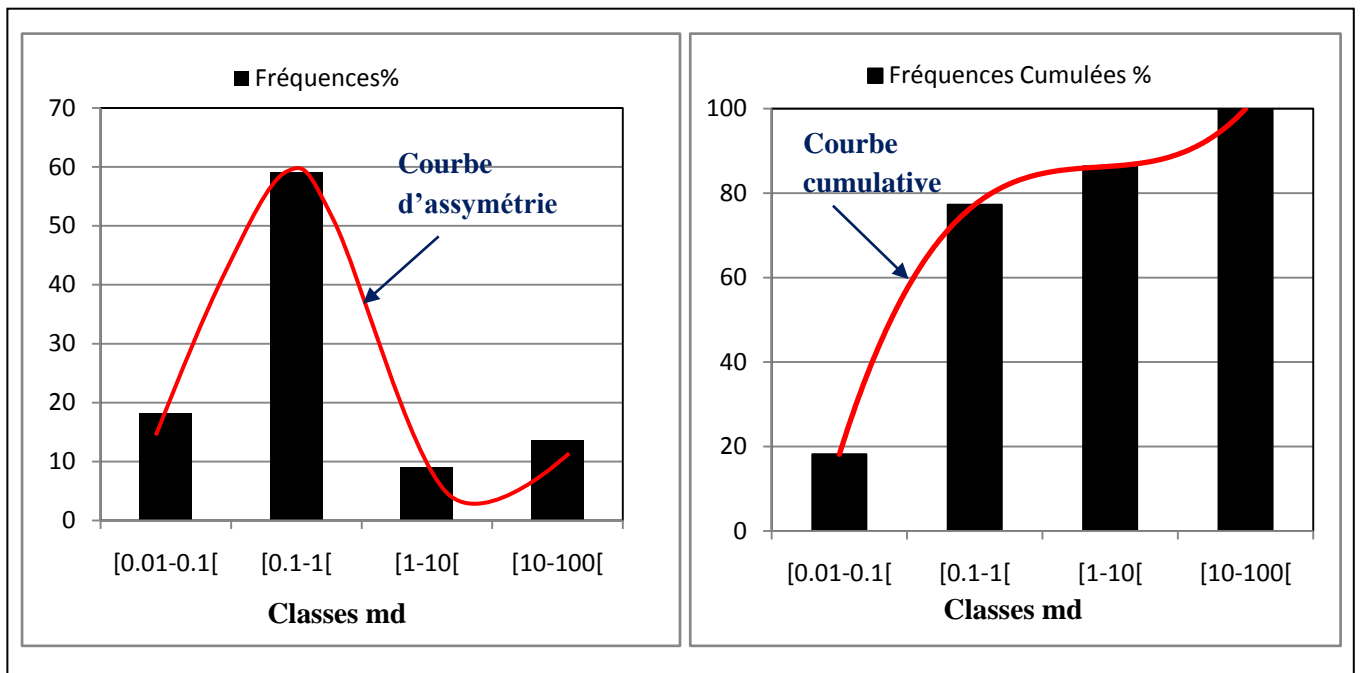


Fig.VI.4. Histogramme de perméabilité de l'unité III-1.

- **Interprétation de l'histogramme de la perméabilité**

L'histogramme de la classe de perméabilité de l'unité III-1 (fig.IV.4) réalisée pour une population de 122 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution de caractère bimodale enregistré au niveau des classes [0.1-1[et [10-100[, avec un coefficient d'assymétrie de 3.4386md, le mode est égale à 0.1md, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [0.1-1[et une moyenne géométrique est estimée à 0.5391md.

L'unité III-1 possède un caractère uni modale pour la porosité, expliqué par un seul type de porosité qui est secondaire liée à la distribution des éléments instables et le type de ciment, et elle possède un caractère bimodale pour la perméabilité qui est le résultat de la fissuration créée par la faille de direction Nord Est- Sud Ouest. Cette unité illustre une distribution de faible porosité et perméabilité donc elle possède une qualité réservoir médiocre ce qui met en évidence le faciès tight de cette unité.

VI. 3.3. Unité III-3

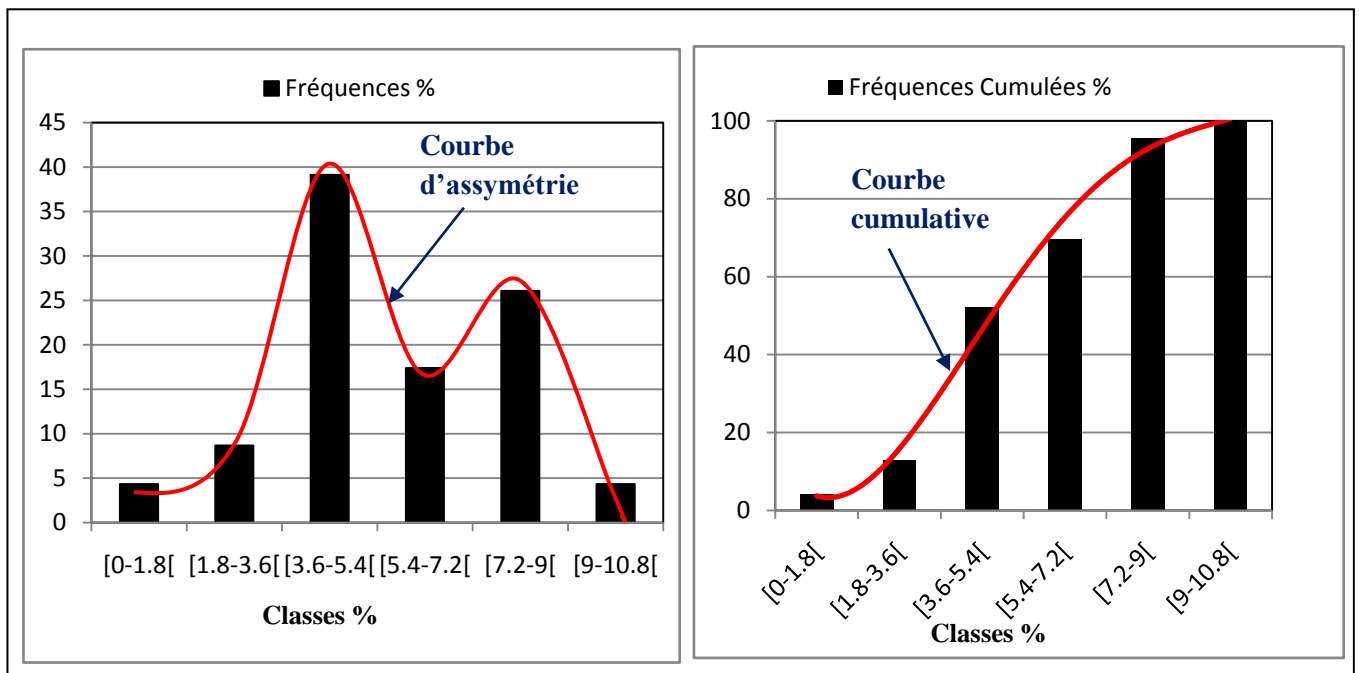


Fig.VI.5. Histogramme de porosité de l'unité III-3.

• **Interprétation de l'histogramme de la porosité**

L'histogramme de la classe de porosité de l'unité III-3 (fig.VI.5) réalisée pour une population de 131 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution de caractère bimodale enregistré au niveau des classe [3.6-5.4[et [7.2-9[, avec un coefficient d'assymétrie de 0.4606%, le mode est égale à 8%, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [3.6-5.4[et une moyenne arithmétique estimée à 5.56008%.

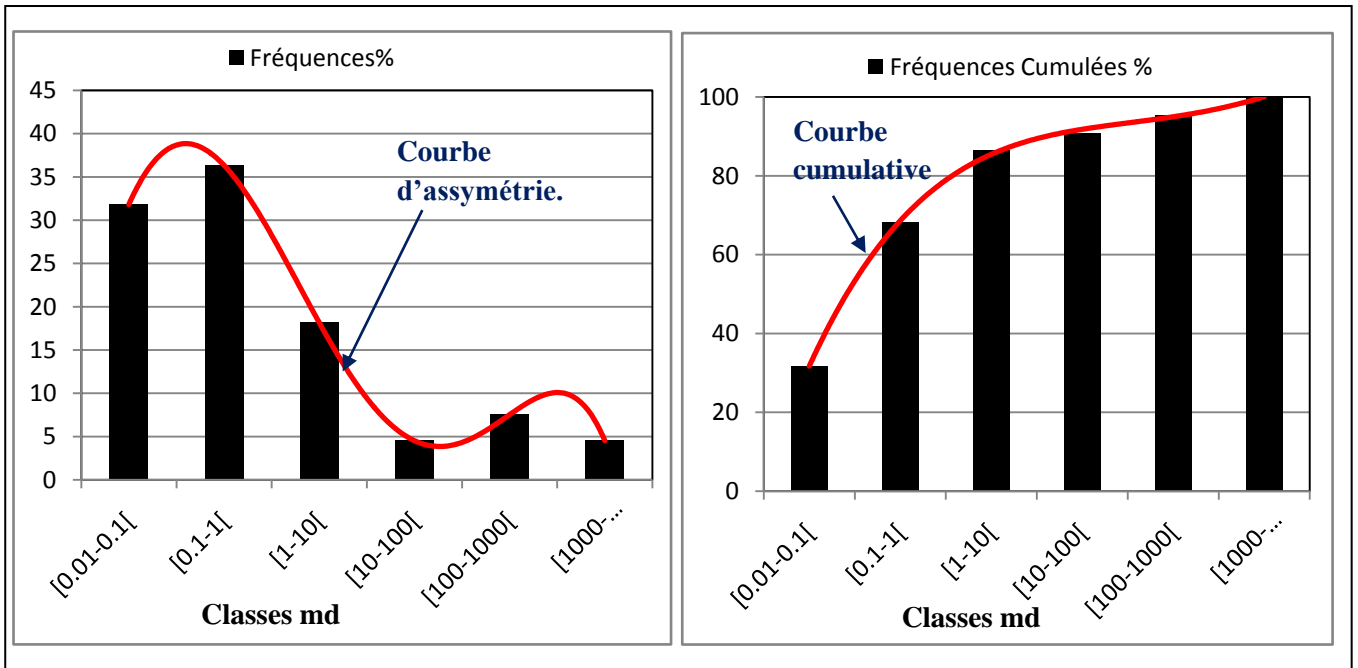


Fig.VI.6. Histogramme de perméabilité de l'unité III-3.

• Interprétation de l'histogramme de la perméabilité

L'histogramme de la classe de perméabilité de l'unité III-3 (fig.VI.6) réalisée pour une population de 130 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution de caractère bimodale enregistré au niveau des classes [0.1-1[et [100-1000[, le coefficient d'assymétrie est de 4.6268 md, le mode est égale à 0.1md, le mode le plus dominant enregistré au niveau de la classe [0.1-1[et une moyenne géométrique estimée à 0.7713.

L'unité III-3 possède un caractère bimodale pour la porosité et la perméabilité, ceci est expliqué par la présence de deux types de porosité primaire et secondaire liées aux fortes silicifications qui dénote l'impact de la compaction sur le comportement de la porosité, tandis ce que la perméabilité est améliorée par le réseau de fissuration qui joue un rôle positif pour améliorer cette dernière.

Cette unité présente un caractère tight d'où une qualité de réservoir médiocre mettant en évidence cette hétérogénéité.

VI. 3.4. Unité IV-2

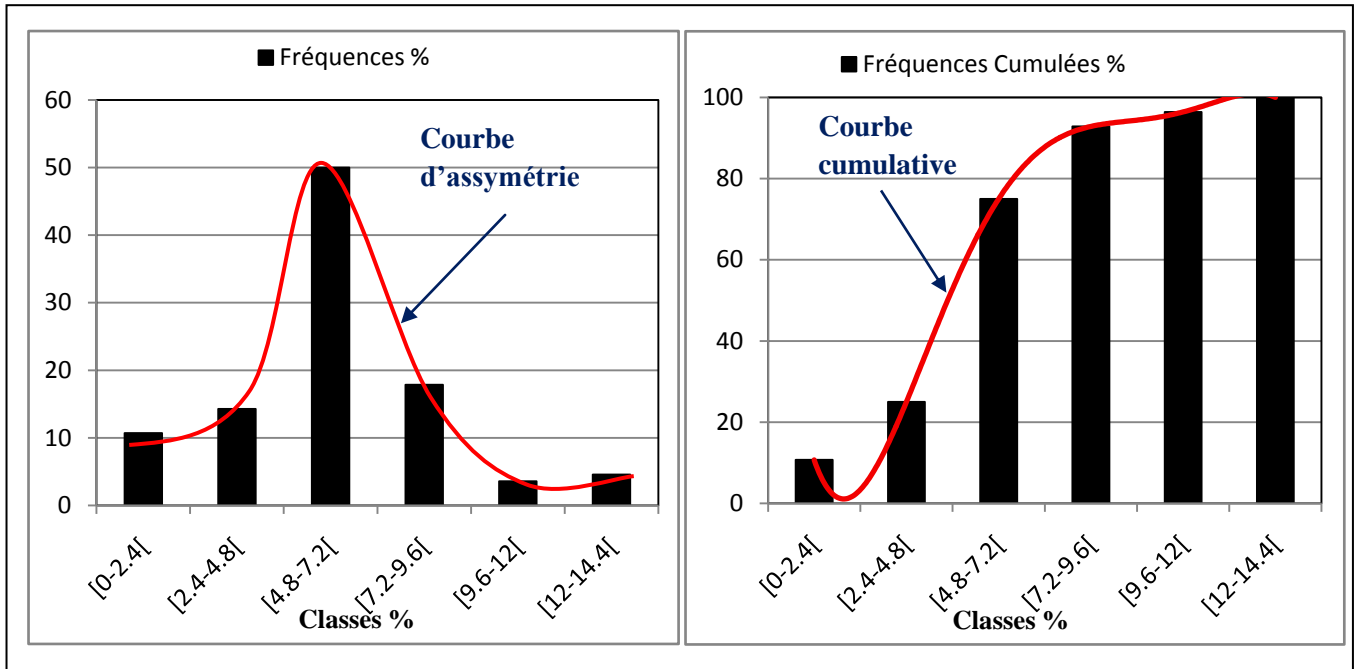


Fig.VI.7. Histogramme de porosité de l'unité IV-2.

• **Interprétation de l'historgramme de la porosité**

L'historgramme de la classe de porosité de l'unité IV-2 (fig.VI.7) réalisée pour une population de 324 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution de caractère bimodale enregistré au niveau des classes [4.8-7.2[et [12-14.4[, avec un coefficient d'assymétrie de 0.0104%, le mode est égale à 6%, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [4.8-7.2[et une moyenne arithmétique estimée à 6.11807%.

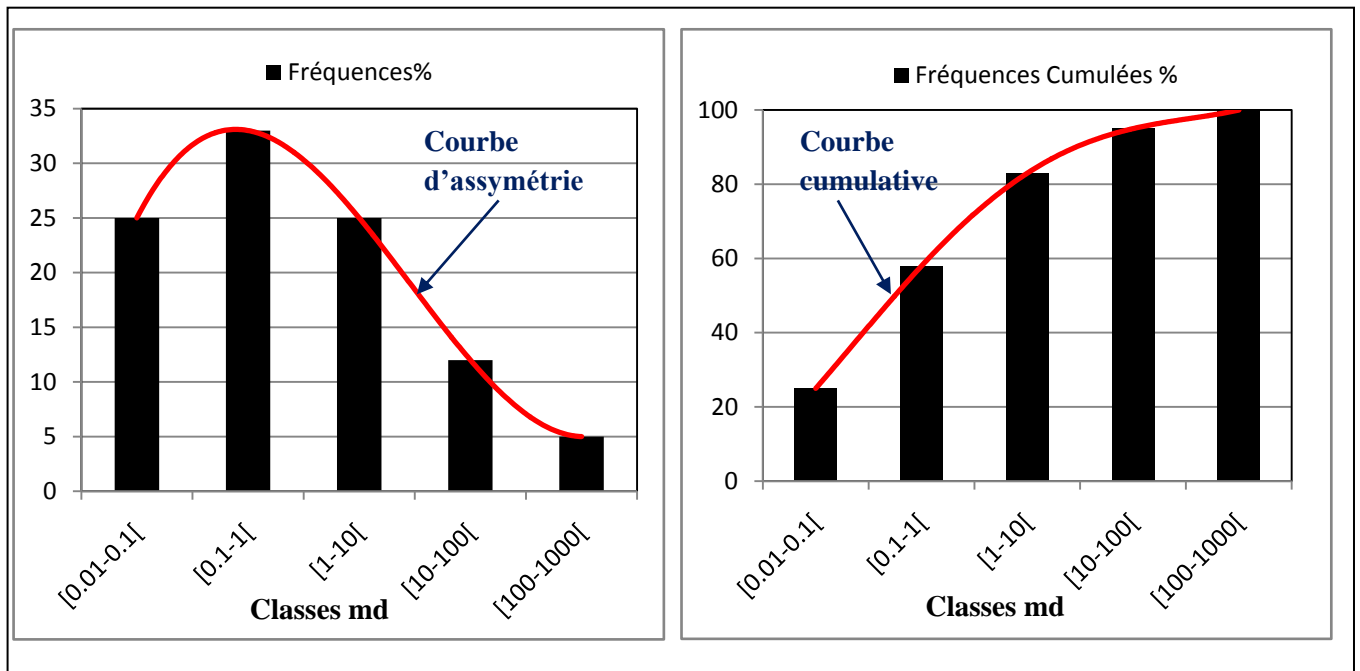


Fig.VI.8. Histogramme de perméabilité de l'unité IV-2.

• Interprétation de l'histogramme de la perméabilité

L'histogramme de la classe de perméabilité de l'unité IV-2 (fig.VI.8) réalisée pour une population de 324 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution de caractère unimodale, l'assymétrie est gauche avec un coefficient d'assymétrie de 2.2252, le mode est égale à 0.3md, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [0.1-1] et une moyenne géométrique estimée à 0.4020md.

L'unité IV-2 illustre un caractère bimodale pour la porosité, ceci est expliqué par la présence d'un seul types de porosité qui correspond à une porosité de dissolution de la silice, tandis ce que la perméabilité possède un caractère unimodale améliorée par le réseau de faille. Cette unité présente un faciès tight d'où une qualité de réservoir médiocre mettant en évidence une certaine hétérogénéité.

VI.3.5. Unité IV-3

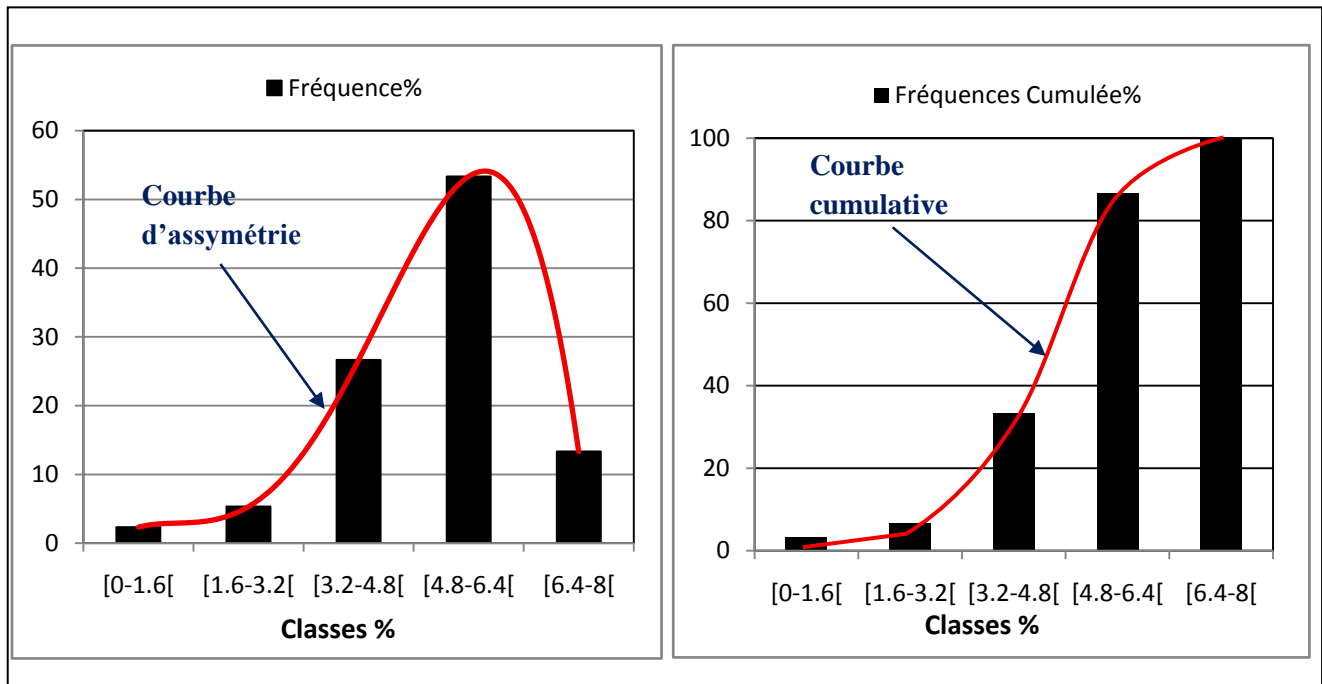


Fig.VI.9. Histogramme de porosité de l'unité IV-3.

- **Interprétation de l'historgramme de la porosité**

L'historgramme de la classe de porosité de l'unité IV-3 (*fig.VI.9*) réalisée pour une population de 306 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution de caractère uni modale l'assymétrie est droite avec un coefficient d'assymétrie de 1.1586%, le mode est égale à 5%, le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [4.8-6.4[et une moyenne arithmétique estimée à 5.1888%.

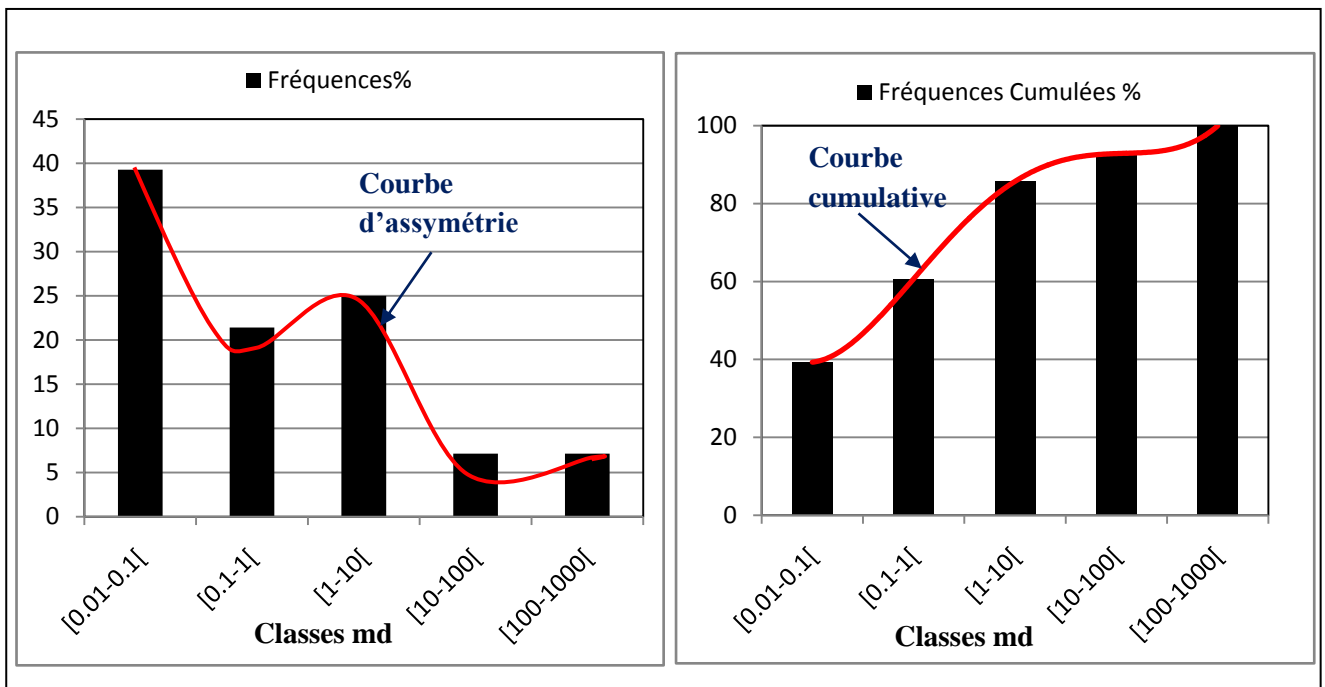


Fig.VI.10. Histogramme de perméabilité de l'unité IV-3.

• **Interprétation de l'histogramme de la perméabilité**

L'histogramme de la classe de perméabilité de l'unité IV-3 (fig.VI.10) réalisé pour une population de 304 échantillons montre les résultats suivants :

Une distribution de caractère bimodale enregistrée au niveau des classes

[0.01-0.1[et [1-10[avec un coefficient d'assymétrie de 4.8511md, un mode égal à 0.1md ; le mode le plus dominant est enregistré au niveau de la classe [0.01-0.1[avec une moyenne géométrique estimée à 0.6537.

L'unité IV-3 illustre une distribution faible à moyenne, de porosité et perméabilité à caractère unimodale pour la porosité, ce qui correspond à une porosité de type secondaire liée aux éléments instable et le type de ciment, par contre la perméabilité possède un caractère bimodale, elle présente des perméabilités élevées qui est le résultat de fissuration crée par le réseau de faille ce qui permet l'amélioration de cette dernière.

VI.4. Corrélation entre la porosité et la perméabilité des différentes unités

VI.4.1. Introduction

Une relation exponentielle entre la perméabilité et la porosité est généralement constatée. En effet, un graphique de la perméabilité (échelle semi logarithmique) en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes suivant **les formations**.

Le coefficient de corrélation R^2 évalue la solidité de la liaison entre la porosité et la perméabilité, montrant ainsi le degré de complexité de la zone d'étude.

VI. 4.2. Interprétation des courbes de corrélation

VI. 4.2.1. Unité II

La corrélation entre la perméabilité et la porosité de l'unité II (fig.IV.11) effectuée pour 106 points au niveau des puits P-20 et P-25 montre le constat suivant :

Un nuage de points très dispersé pour le puits P-20, la valeur du coefficient de corrélation est négligeable $R^2=0.0001 \ll 1$, pour le puits P-25 montre un coefficient de corrélation très très faible $R^2=0.039 \ll 1$; Ces valeurs montrent que la corrélation entre la porosité et la perméabilité est très mauvaise, ce qui implique une grande hétérogénéité, cette unité possède des qualités réservoirs médiocre améliorées par fracturation ce qui met en évidence l'aspect tight de cette unité.

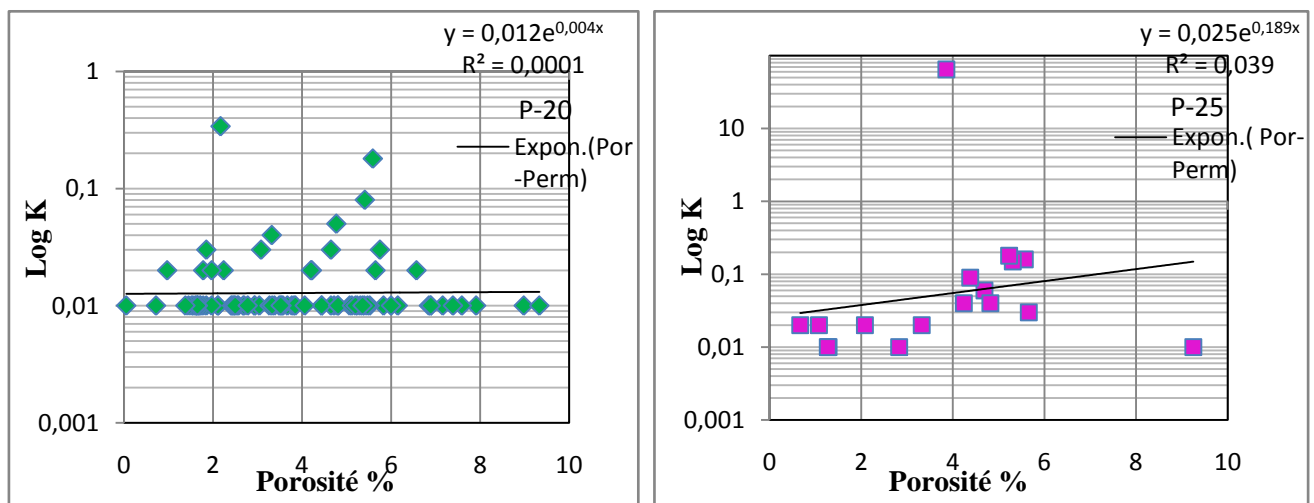


Fig.VI.11. Histogramme log K / porosité des différents puits de l'unité II.

VI. 4.2.2. Unité III-1

La corrélation entre la porosité et la perméabilité de l'unité III-1 (fig.IV.12) effectuée pour 100 points présente au niveau des puits P-20 et P-25 montre le constat suivant :

Un nuage de points très dispersé, pour le puits P-20, le coefficient de corrélation est très faible $R^2=0.012$ qui est inférieur à 1, pour le puits P-25, la valeur du coefficient de corrélation est très faible $R^2=0.023$, la corrélation entre la perméabilité et la porosité est négligeable.

Cette unité fait ressortir un caractère tight liée à l'impact de la compaction sur le comportement de la porosité, cette unité présente des qualités réservoir très médiocre mettant en évidence son hétérogénéité.

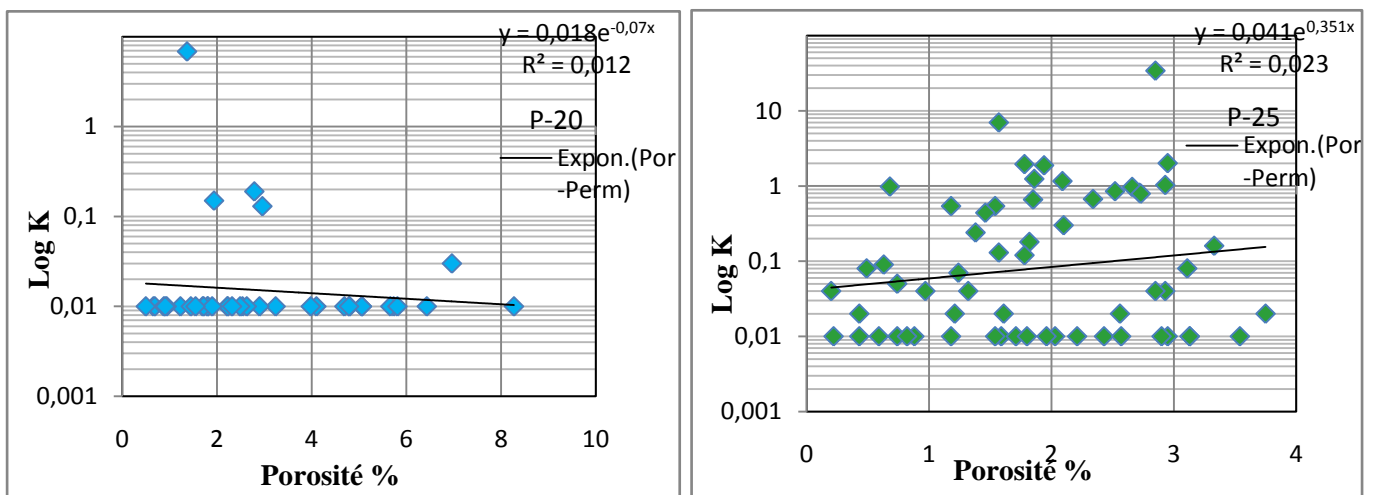


Fig.VI.12. Histogramme log K / porosité des différents puits de l'unité III-1.

VI. 4.2.3. Unité III-3

La corrélation entre la porosité et la perméabilité de l'unité III-3 (fig.IV.13) effectuée pour 108 points au niveau des puits P-20, P-25 et P-26 montre le constat suivant :

Une nuée de points très dispersé, pour le puits P-20 le coefficient de corrélation est très faible $R^2=0.017$ très inférieur à 1, le puits P-25 montre un coefficient de corrélation négligeable presque nulle $R^2=0.004$ et pour le puits P-26 son coefficient de corrélation est moyennement élevé $R^2=0.463$, ces corrélations entre la perméabilité et la porosité est très mauvaise d'où une qualité réservoir médiocre, améliorés par endroit ce qui mis en évidence l'aspect tight de cette unité.

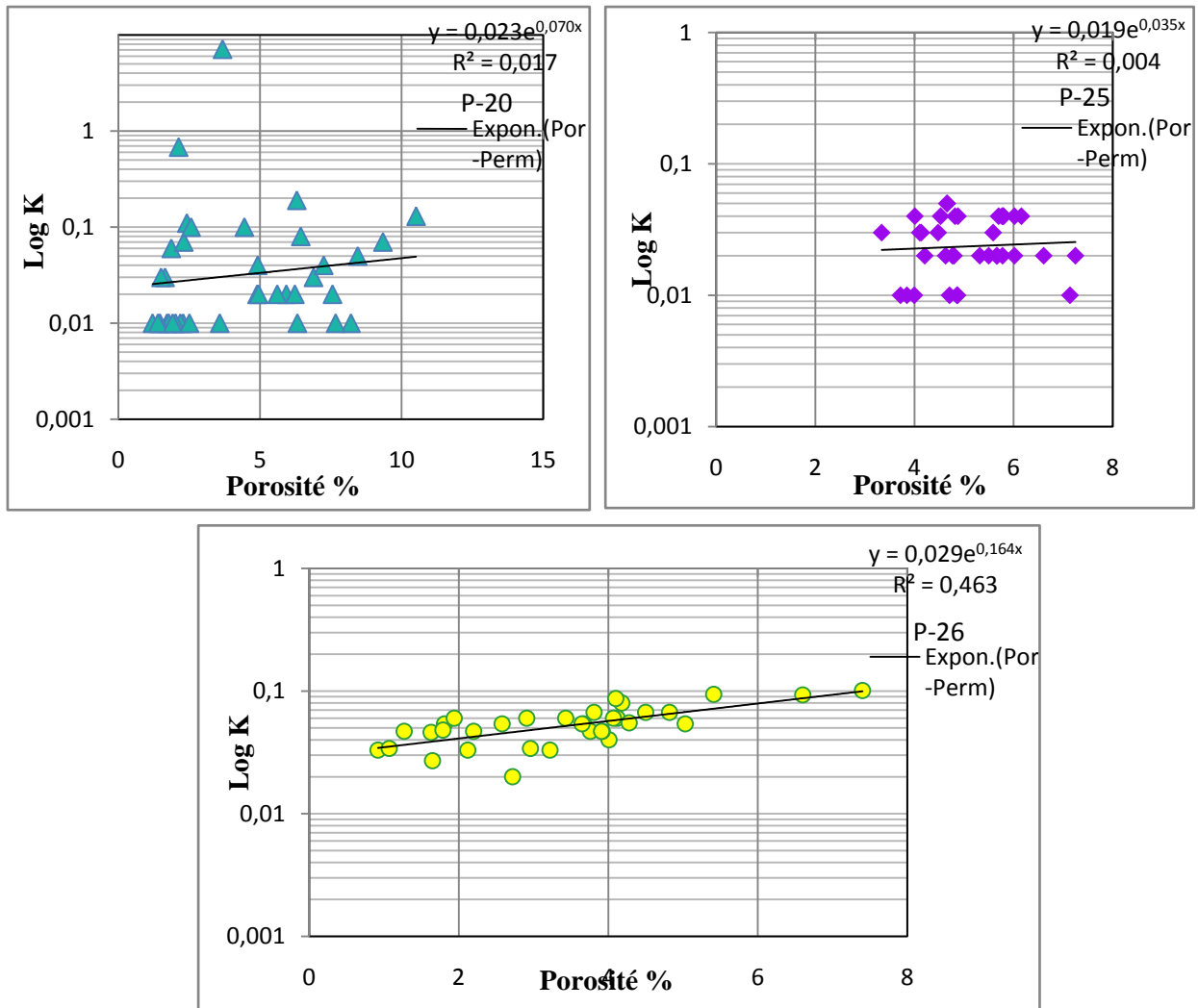


Fig.VI.13. Histogramme log K / porosité des différents puits de l'unité III-3.

VI. 4.2.4. Unité IV-2

La corrélation entre la porosité et la perméabilité de l'unité IV-2 (fig.IV.14) effectuée pour 296 points enregistrés au niveau des puits P-20, P-17, P-25, P-26, P-32, P-29 et P-31 montre le constat suivant :

Un nuage de points plus ou moins dispersé, pour le puits P-20 montre un très bon coefficient de corrélation le coefficient de corrélation $R^2=0.721$, le puits P-17 présente un coefficient de corrélation très faible $R^2=0.107$, le puits P-25 le coefficient de corrélation très faible qui est inférieur à 1, pour le puits P-25, la valeur du coefficient de corrélation est très faible $R^2=0.2 \ll 1$, le coefficient de corrélation pour le puits P-26 avec une valeur de $R^2=0.198 \ll 1$, le puits P-32 montre un coefficient de corrélation négligeable avec une valeur de $R^2=0.322 \ll 1$, pour le puits P-29 son coefficient de corrélation est très faible $R^2=0.147 \ll 1$ et pour le puits

P-31 montre un excellent coefficient de corrélation $R^2=0,815$. Cette unité présente une relation très faible entre la perméabilité et la porosité d'où une qualité réservoir médiocre mettant en évidence une certaine hétérogénéité ce qui signifie l'aspect tight de ce réservoir, tandis ce qu'elles sont améliorées par endroit par le réseau de fracturation ce qui traduit une forte solidité de la liaison entre la porosité et la perméabilité.

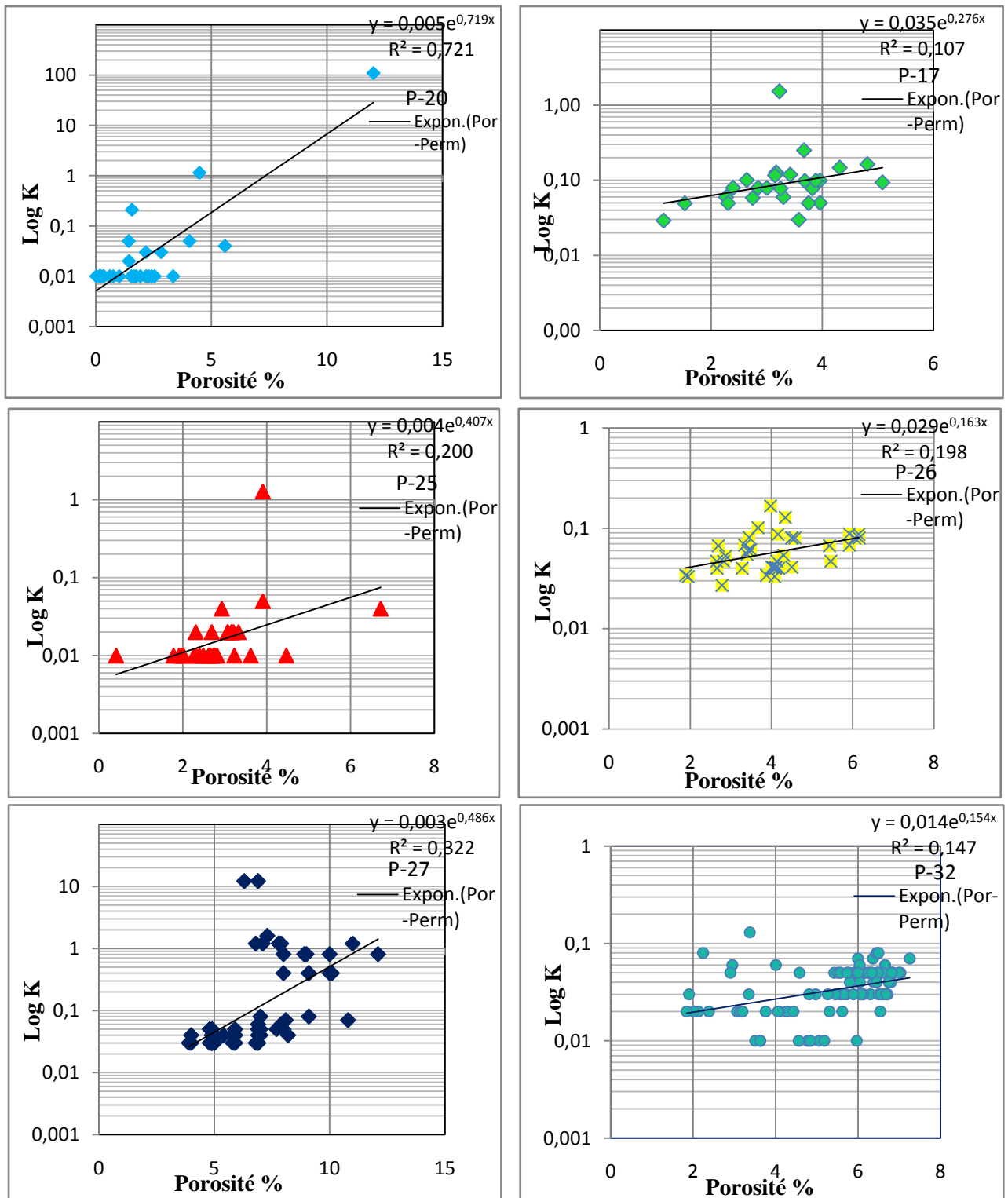


Fig.VI.14. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-2.

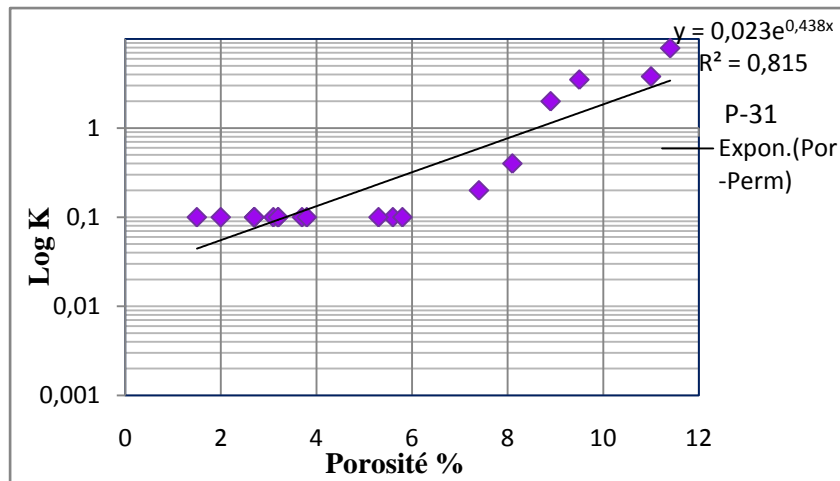


Fig.VI.14. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-2.

VI. 4.2.5. Unité IV-3

La corrélation entre la porosité et la perméabilité de l'unité IV-3 (fig.IV.15) effectuée pour 276 points enregistrés au niveau des puits P-20, P-18, P-17, P-25, P-26, P-32, P-29 et P-31 montre le constat suivant

Un nuage de points plus ou moins dispersé, le puits P-20 enregistre un coefficient de corrélation excellent avec une valeur de $R^2=0.752$, le puits P-18 montre un coefficient négligeable presque nul $R^2=0.007$, le puits P-17 son coefficient de corrélation est excellent avec une valeur de $R^2=0.733$, par contre les puits P-25, P-26, P-32 et P-29 présentent des coefficients de corrélation très très faible, tandis ce que le puits P-31 présente un coefficient de corrélation très élevé $R^2=0.852$. Cette unité présente des qualités réservoirs médiocres à excellentes améliorés par endroit expliqué par une forte solidité de liaison entre la perméabilité et la porosité.

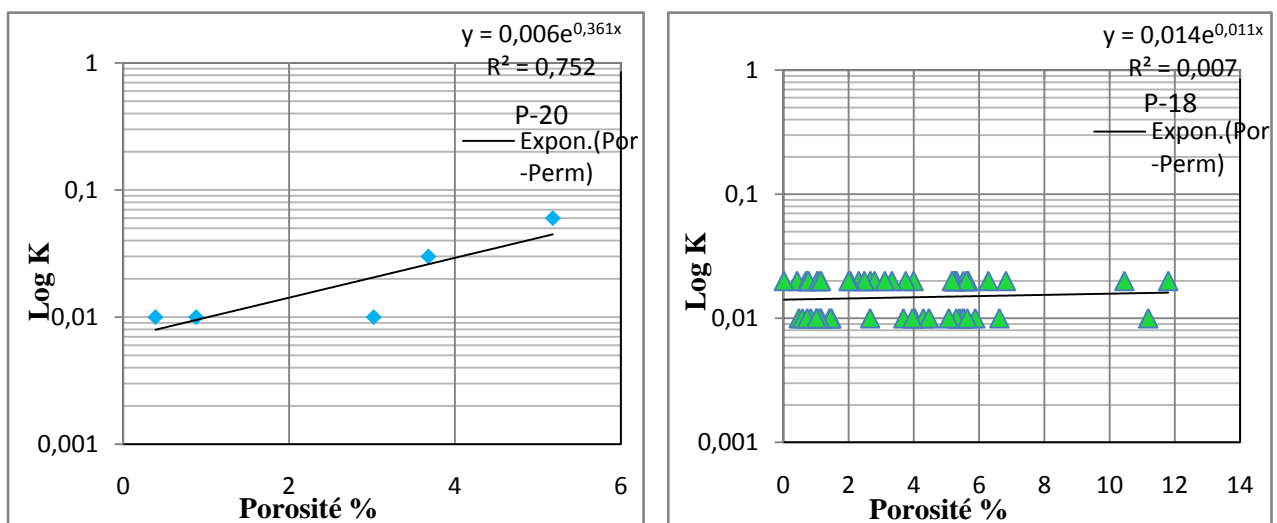


Fig.VI.15. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-3.

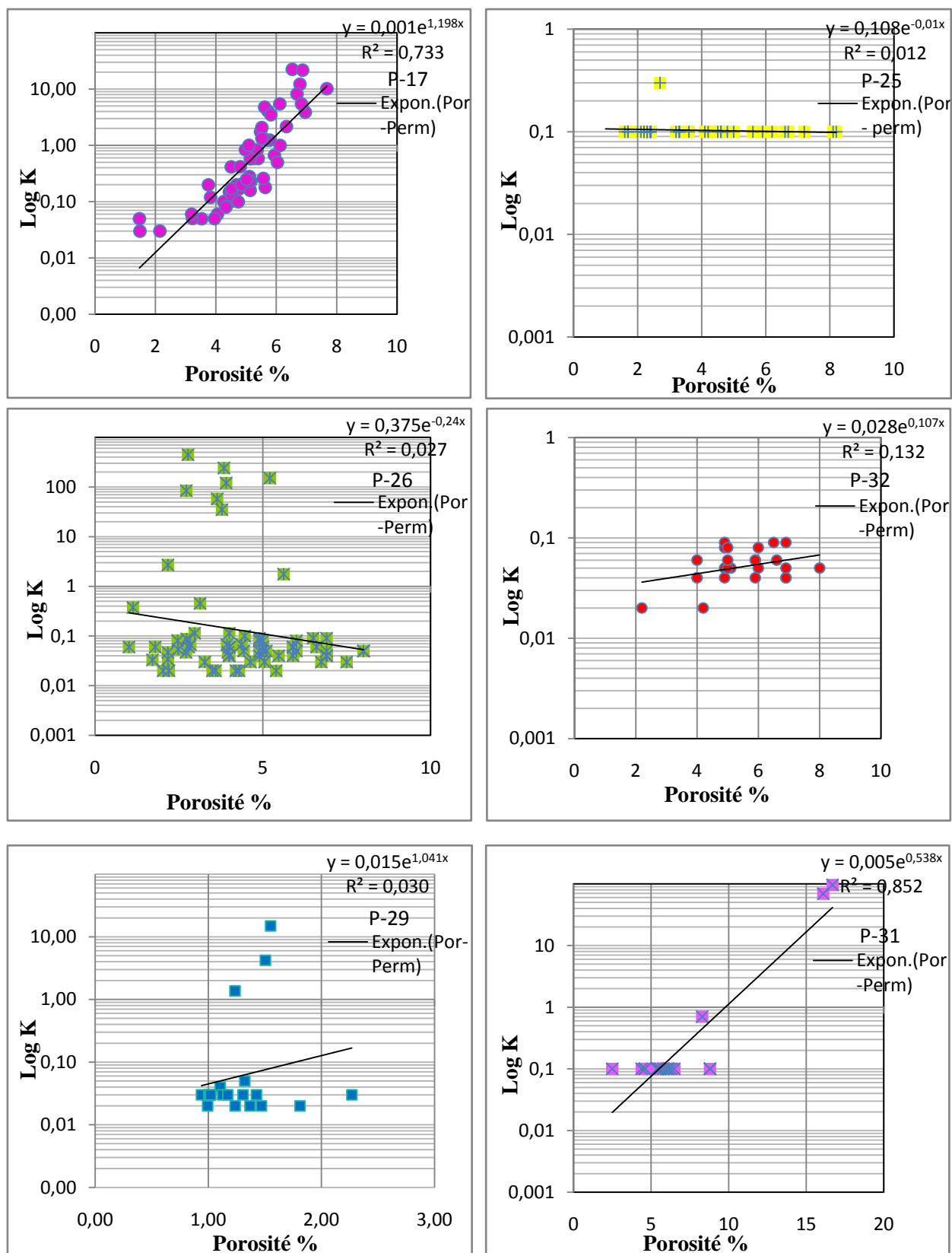


Fig.VI.15. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-3.

VI. 5. Conclusion

Les histogrammes de porosité et de perméabilité pour l'ensemble Cambro-Ordovicien (unités II, III-1, III-3, IV-2 et IV-3) ont un caractère unimodale et bimodale, ce caractère est expliqué par la présence soit d'un seul types de porosité qui correspond à une porosité de dissolution de la silice, ou bien par la présence de deux types de porosité primaire et secondaire liées aux fortes silicifications qui dénote l'impact de la compaction sur le comportement de la porosité, tandis que la perméabilité elle est améliorée par le réseau de fissuration. Ces réservoirs Cambro-Ordovicien présentent un faciès tight d'où une qualité de réservoir médiocre mettant en évidence une certaine hétérogénéité.

Les moyennes arithmétiques de la porosité et les moyennes géométriques de perméabilité ainsi les valeurs minimales et maximales au niveau du chaque unité sont représentées dans le tableau (Tab. IV.1).

Tab. IV.1: Tableau récapitulatif de la porosité et de la perméabilité.

	Porosité %			Perméabilité md		
	Min	Max	Moy (Arth)	Min	Max	Moy (Géo)
U.II	2.1	15	5.541	0.01	30	0.4554
U.III-1	0.6	7.3	3.959	0.1	56.123	0.539
U.III-3	3	9.2	5.560	0.056	1531	0.771
U.IV-2	2.25	12.4	6.118	0.04	4.08	0.402
U.IV-3	2.3	8	5.188	0.02	530.655	0.653

L'analyse des courbes de corrélation de toutes les unités montre que la relation entre la porosité et la perméabilité est très complexe et ne présente pas une solidité de la liaison entre les deux paramètres étudiés.

Les très mauvais coefficients de corrélation sont expliqués par l'hétérogénéité et la complexité des réservoirs étudiés (unité II, III-1 et III-3) ce qui indique qu'on est en présence de réservoirs en majorité tight à pré-tight c'est le concept de tight gaz conventionnel améliorés par fracturation; par contre les unités IV-2 et IV-3 présentent d'excellent coefficient de corrélation améliorés par endroit ce qui implique une forte solidité de la liaison entre ces deux paramètres.

Chapitre VII

Modélisation

des

Réservoirs

VII. 1. Introduction

La réalisation d'un modèle géologique ou statique est une étape très importante dans le domaine pétrolier afin d'élaborer un projet de développement et d'optimiser la récupération des hydrocarbures. Cette étude de modélisation a été faite à l'aide d'un logiciel « Petrel »; c'est un programme de simulation numérique conçu par la compagnie de services pétroliers Schlumberger. Il nécessite l'existence d'un certain nombre de données d'ordre géologiques, géophysiques, pétrophysiques et pétrographiques.

Le modèle géologique tridimensionnel est le résultat de l'intégration de toutes les données disponibles. Les résultats obtenus de l'interprétation pétrophysiques et les électrofaciès sont déterminés à partir de l'interprétation des logs et des carottes dans chaque puits.

Les différentes étapes de la construction du modèle géologique 3D sont :

- Chargement des données.
- Modélisation structurale et stratigraphique.
- Modélisation des faciès et des propriétés pétrophysiques.

VII. 2. Méthodologie

VII.2.1. Chargement des données

- Base de donnée

Pour notre travail, on a retenu 32 puits disponibles, voir (Fig.VII.1).

On sélectionne les informations disponibles : nom du puits, x, y et kb.

Les données diagraphiques sont obtenues à partir des logs spécifiques à chaque puits (Fig.VII.2).

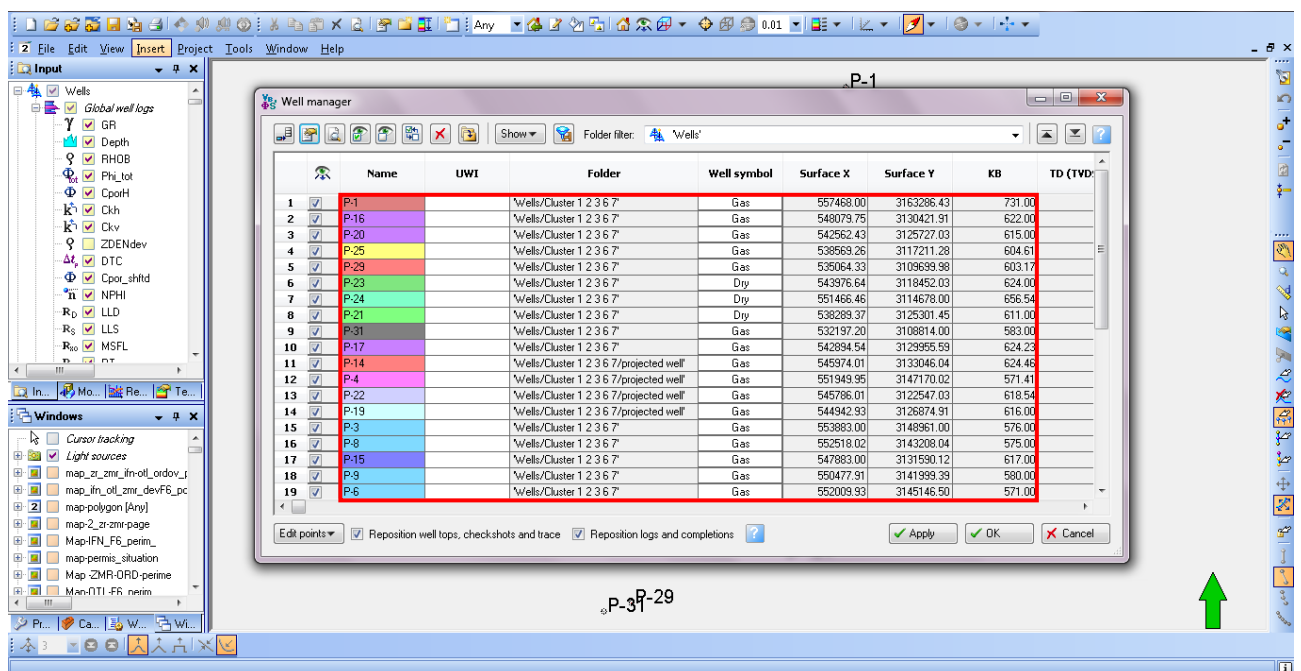


Fig.VII.1. Chargement des données des puits.

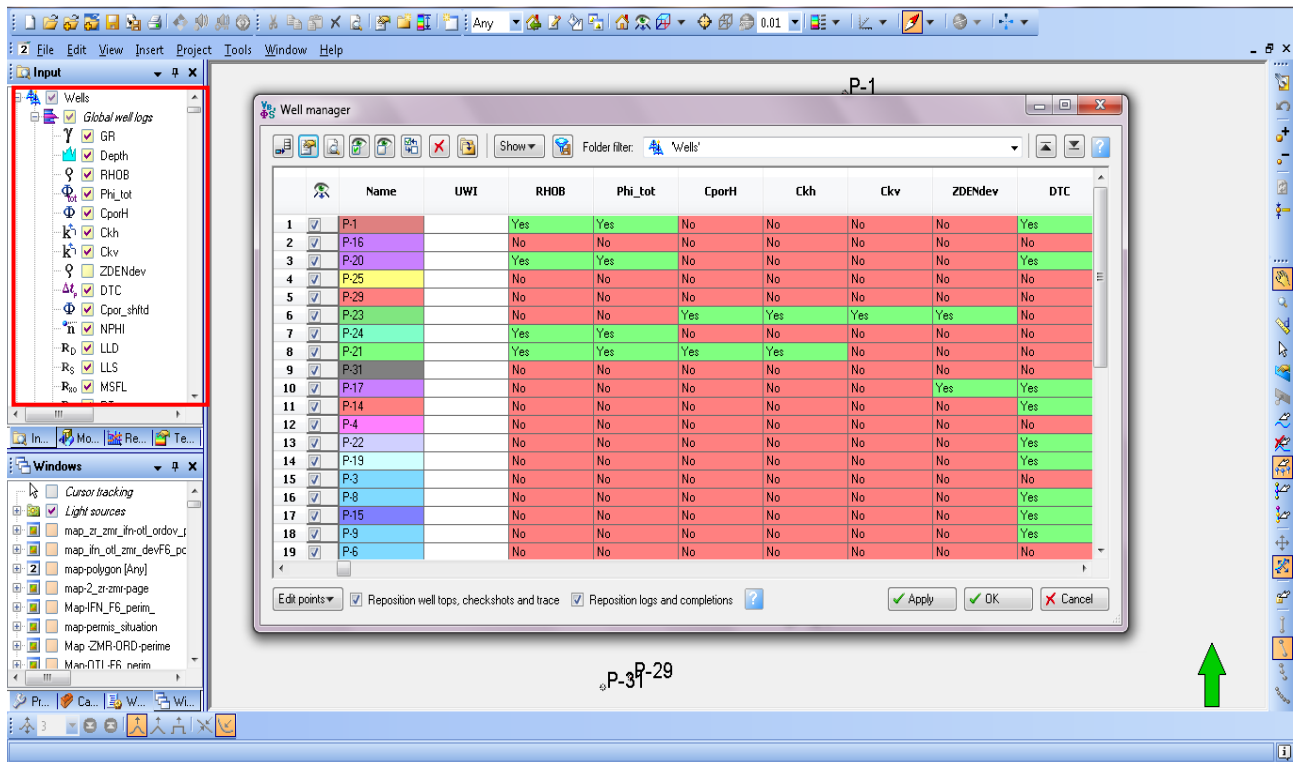


Fig.VII.2. Chargement des données diagraphique.

VII.2.2. Modélisation structurale

- Modélisation des failles

On sélectionne le réseau de faille puis les faire connectées (Fig.VII.3).

- Construction de skeleton (Pillar gridding)

Par la suite, on passe à la construction du squelette de la grille à partir du réseau de faille (Fig.VII.4).

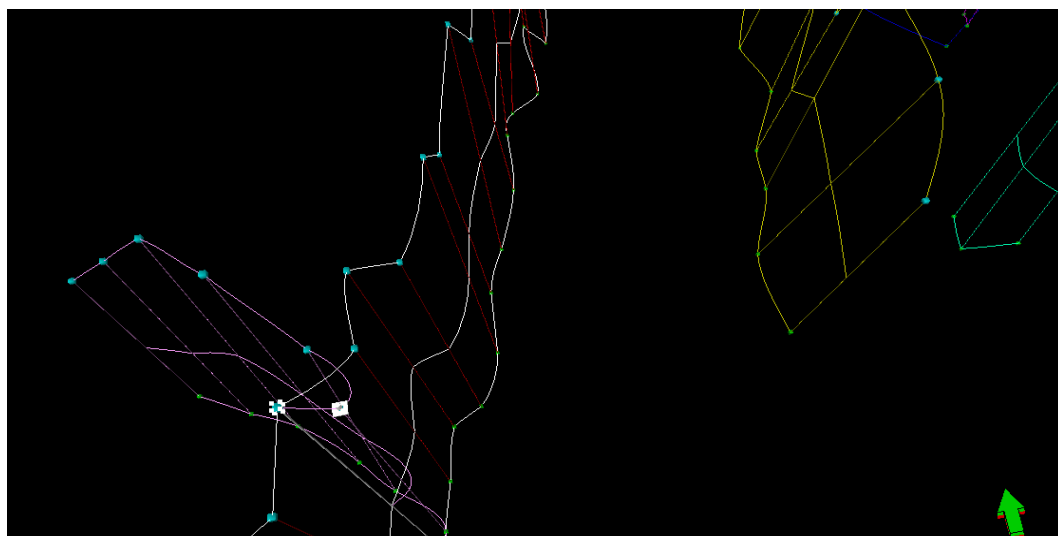


Fig.VII.3.Modélisation des failles en 3D.

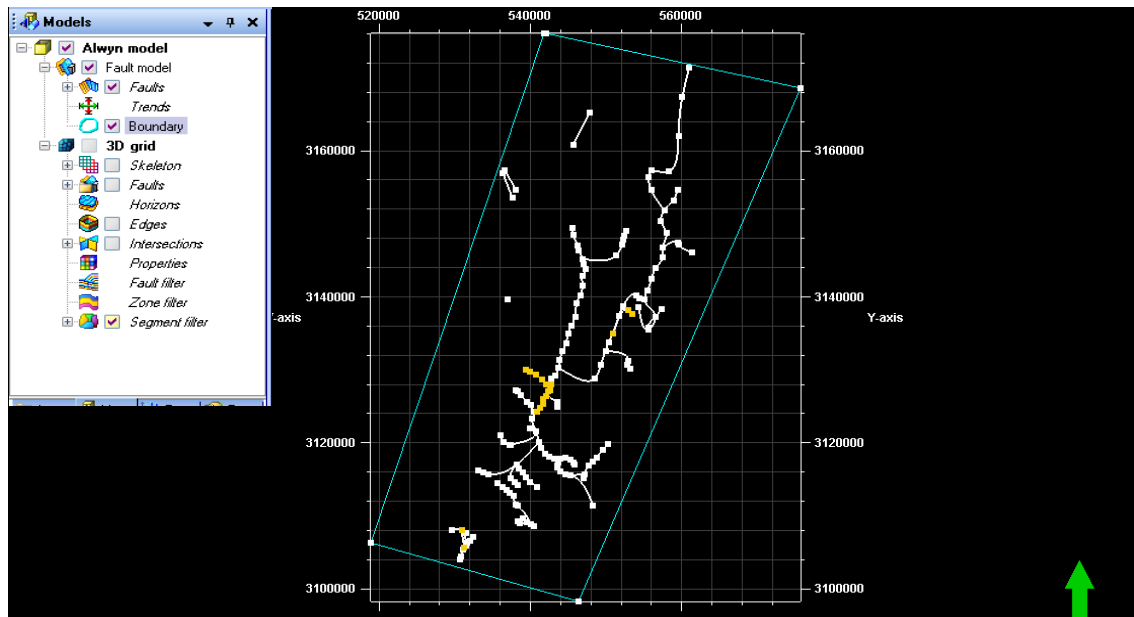


Fig.VII.4. Construction de skeleton en 2D.

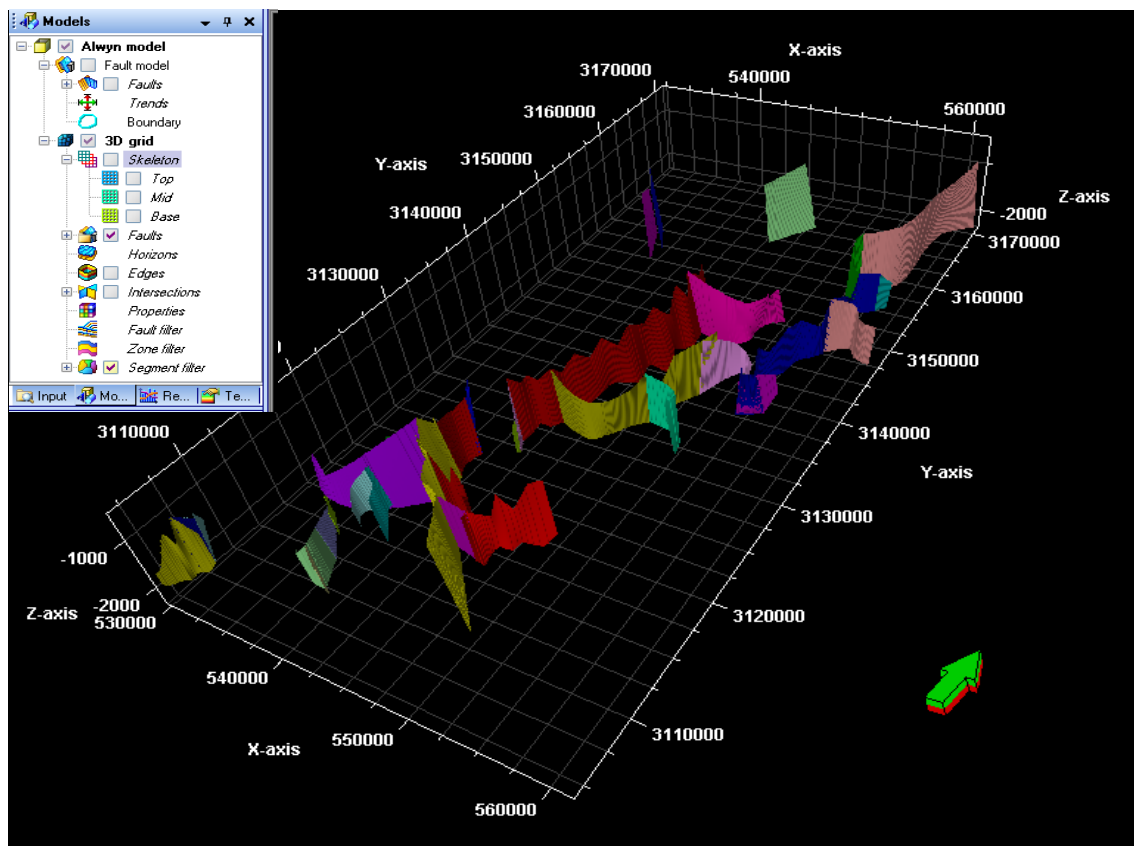


Fig.VII.5. Modèle structurale en 3D.

VII.2.2. Modélisation stratigraphique

- **Construction des horizons**

On sélectionne les horizons (Make Horizons) dans le panneau process, voir (Fig. VII.6), puis les éditionne avec les failles (Horizon –Fault lines) et enfin on fait définir les différentes couches (layering) dans les zones sélectionnées (Fig. VII.7).

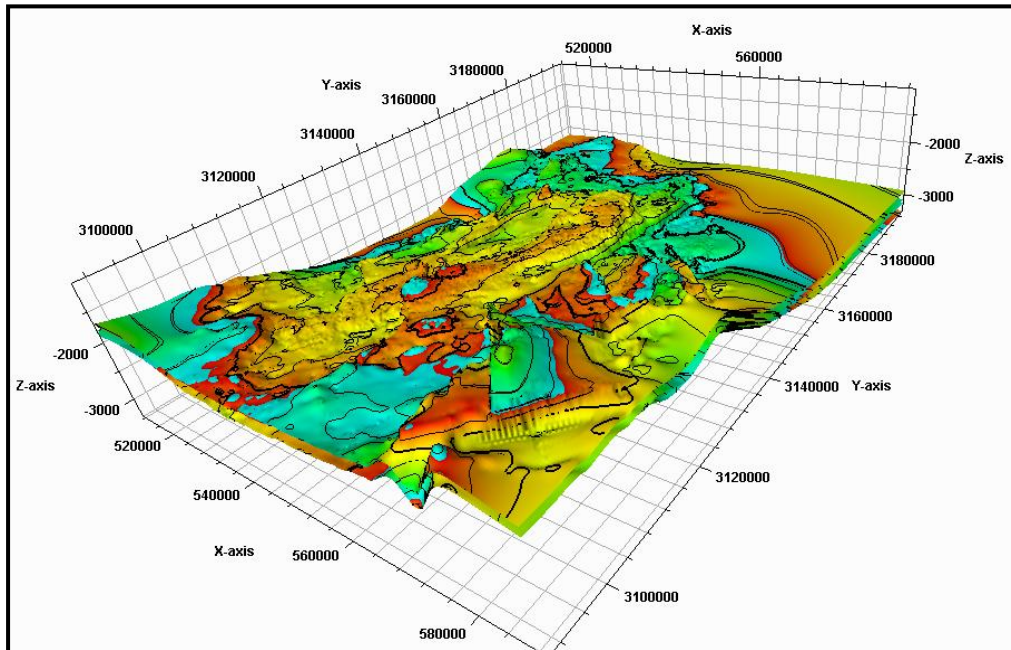


Fig.VII.6.Modèle des horizons en 3D.

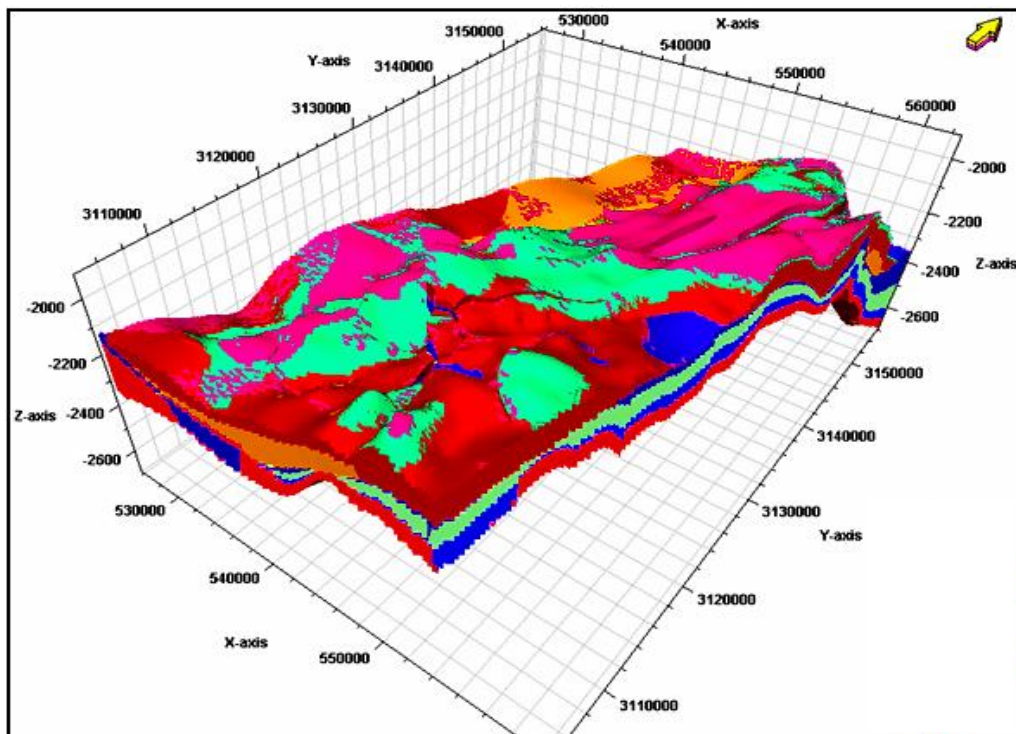


Fig.VII.7. Modèle des zones en 3D.

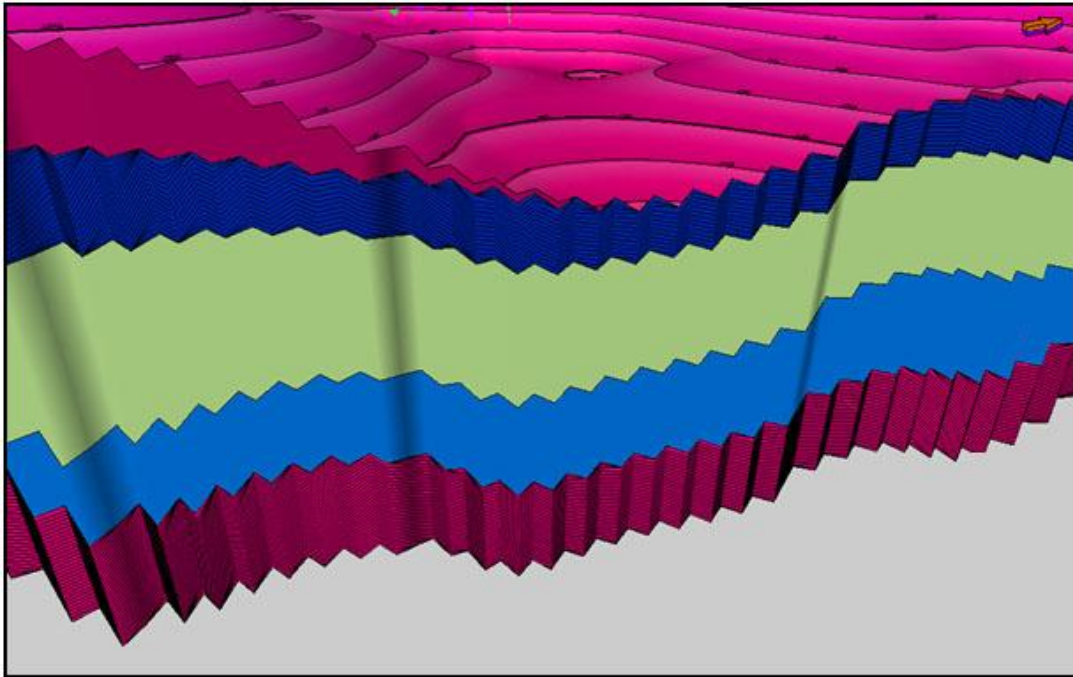


Fig.VII.8. Modèle stratigraphique en 3D.

VII.3. Modélisation des faciès et les propriétés pétrophysiques

La modélisation des faciès et des paramètres pétrophysiques est très importante pour la caractérisation de nos réservoirs, en se basant sur les données disponibles, à savoir les données de carottes et diagraphiques.

VII.3.1. Modélisation des faciès

La modélisation des faciès voir (Fig.VII.11) pour ce complexe Cambro-Ordovicien, selon le découpage lithofaciès, nous a permis de déduire :

- Un lithofaciès gréseux correspondant aux dépôts de transition shoreface fluviaux-tidal,
- Un lithofaciès grès-argileux qui forme les chenaux fluviaux et les dépôts de shore face,
- Un lithofaciès silt-argileux et argile-silteuse correspondant à des dépôts de levée et de plaine alluviale,
- Les lithofaciès argileux, représentés par les dépôts de plaine d'inondation et plaine alluviale.

VII.3.2. Modélisation pétrophysiques

Les modèles des différentes propriétés pétrophysiques, à savoir la porosité, la perméabilité et la saturation en eau, voir (Fig.VII.9, Fig.VII.10, Fig.VII.10) ont été réalisés à base de données de carottes.

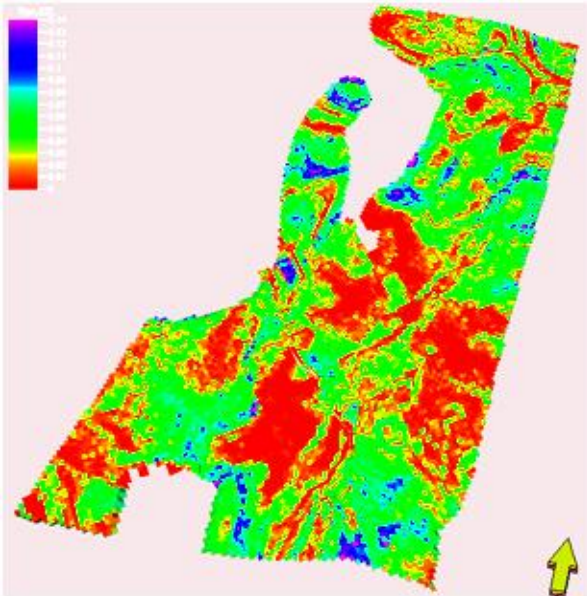


Fig.VII.8. Modèle de porosité en 3D.

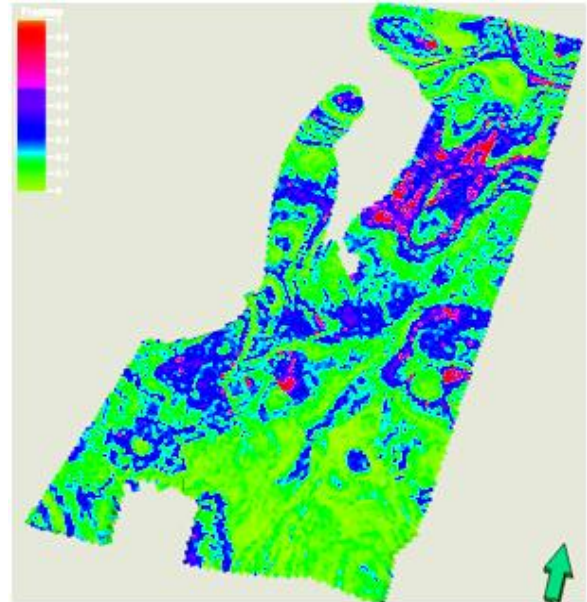


Fig.VII.9. Modèle de perméabilité en 3D.

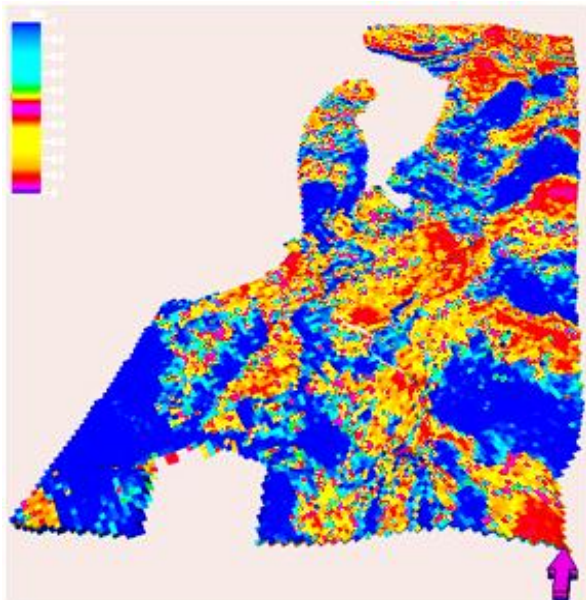


Fig.VII.10. Modèle de saturation en eau en 3D.

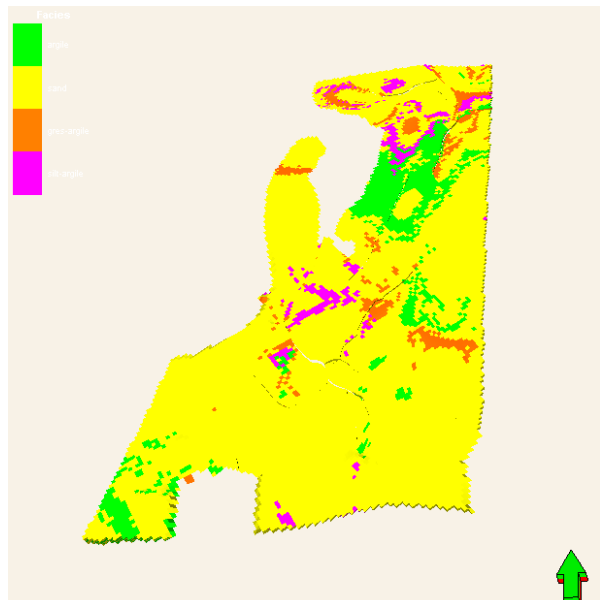


Fig.VII.11. Modèle de facies en 3D.

VII.4. Interprétation des modèles pétrophysiques et du modèle faciès

VII.4.1. Modèle de porosité

Le modèle de porosité de la région d'études établie en 3D voir (Fig. VII.7), montre que la distribution des valeurs d'une manière générale sont faibles à moyennes, d'où les plus faibles valeurs sont localisées dans la partie centrale, Nord- Est et Sud-Ouest de la région qui ne dépassent pas les 5%.

Tandis que les plus grandes valeurs qui peuvent atteindre les 11% sont localisées dans la partie Sud-Est et Nord- Est de la région.

VII.4.2. Modèle de perméabilité

Le modèle de perméabilité en 3D établie pour la région d'études, montre que les valeurs de perméabilités sont faibles à médiocres .Les plus grandes valeurs sont localisées dans la partie Nord-Est et centrale de la région, alors que les plus faibles valeurs sont localisées dans la majeure partie de la région caractérisant ainsi les réservoirs compacts.

VII.4.3. Modèle de saturation en eau

Le modèle de saturation en eau en 3D réalisé pour la région d'études, montre que les plus grandes valeurs en hydrocarbures sont localisées dans la partie Est, Sud-Ouest et Nord- Est de la région ; tandis ce que les plus faibles valeurs sont localisées dans la majeure partie de la région.

VII.4.4. Modèle de faciès

Le modèle de faciès en 3D réalisé pour la région d'études, montre que le faciès gréseux est le plus dominant dans la région.

Le faciès est localisé dans la partie Nord- Est, centrale et Sud- Ouest de la région.

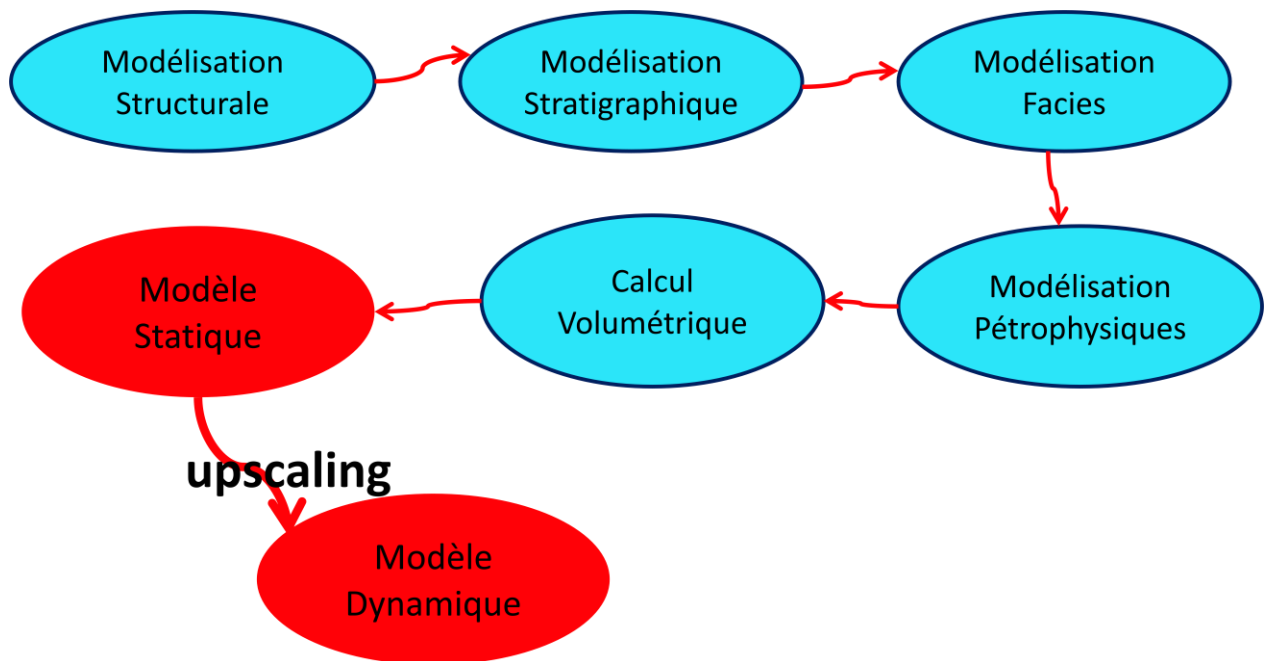
Tandis que les faciès gréseux -argileux et silteux -argileux sont localisés dans la partie Nord- Est et centrale de la structure.

VII.4. Conclusion

Pour une bonne caractérisation et modélisation des réservoirs une source de données est indispensable déduite à partir des données sismiques afin d'établir :

- Une modélisation structurale
- Une modélisation stratigraphique
- Une Modélisation des propriétés
 - Modélisation des faciès.
 - Modélisation pétrophysique.
 - Estimation volumétrique.

Réalisation d'un modèle statique upscaling en modèle dynamique .



Chapitre VIII

Estimation

des

Réserves

VIII.1. 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 sur la région d'exploitation qui sera adopté au fil des temps.

VIII.2. Classification des réserves

VIII.2.1. Réserves prouvées en place

Ce sont celle 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.

VIII.2.2. Réserves probables

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

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

VIII.2.3. 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%.

VIII.3. Classification des réserves dans la région d'étude

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 prouvée en place.

VIII.4. Evaluation des réserves

L'évaluation des réservoirs en place ou récupérables, des paramètres peuvent être d'ordre:

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

Pour l'évaluation de ces réservoirs on utilise la formule d'Archie reliant les principaux paramètres pétrophysiques:

- Le facteur de formation (**FF**).
- La porosité (**Ø**).
- L'exposant de cimentation (**m**) et (**a**)le facteur de tortuosité
- Indice de résistivité (RI) et l'exposant de saturation (n).

Les formules d'Archie sont :

- **FF=a/Ø^m**.

- $RI = R_T/R_0 = R_T / (FF \cdot R_w) = S_w^{-n}$
- $S_w = (FF \cdot R_w / R_T)^{1/n} = (a/\phi^m \cdot R_w / R_T)^{1/n}$

Les paramètres : m, n et a sont pratiquement constants pour les réservoirs.

Les formules d'Archie, ne concernent que les réservoirs à paramètres pétrophysiques simples, à faible teneur en argile et ne s'appliquent pas aux réservoirs complexes.

VIII.4.2. Evaluation des réserves de gaz par la méthode volumétrique

Pour la détermination des réserves de gaz par la méthode volumétrique, il faut tenir compte de données géologiques, des propriétés physico-chimiques de gaz, des propriétés des roches, de la répartition des gaz dans le réservoir, de la dynamique de changement de la pression et de la température de la couche.

La formule de calcul des réserves de gaz par la méthode volumétrique s'exprime par la formule suivante:

$$Q = F \cdot V$$

$$D'où : V = S \cdot h \cdot \Phi \cdot S_g \cdot P \cdot T \cdot (1/Z)$$

Avec :

V : Réserves industrielles à la date de calcul (10^6 m^3).

F : Superficie gazifière du gisement (m^2).

h : Epaisseur utile saturée en gaz (m).

Φ : Coefficient de porosité ouverte (fraction d'unité).

S_g : Saturation en gaz (fraction).

P : Pression (kpa).

T : Température en degré Rankine.

Z : Coefficient de compressibilité du gaz.

VIII.4.1 .Détermination de la superficie productive F

Sur une carte structurale en isobathes au toit de chaque unité, la surface de la zone à gaz est celle délimitée par le contour gaz-huile, on mesure la superficie productive entre les frontières délimitées par deux isolignes montrée sur les cartes structurales au toit de chaque unité (Fig.VII.1, VII.2, VII.3, VII.4).

VIII.4.2 .Détermination de l'épaisseur utile hu

Elle est déterminée d'après les données diagraphiques, on utilise l'épaisseur utile moyenne qui est déterminée d'après les données de tous les puits traversant la couche productive, calculée comme moyenne arithmétique pour chaque unité.

Le calcul de la moyenne arithmétique est effectué par la formule suivante :

$$h_{moy} = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{n}$$

Où :

h_{moy} : Représente l'épaisseur moyenne arithmétique.

h_1, h_2, \dots, h_n : Valeur moyenne au niveau de chaque puits.

n : Représente le nombre de puits.

Les épaisseurs utiles moyennes de chaque unité sont représentées dans (Tab.VIII.1) suivant :

Tab.VIII.1: Tableau récapitulatif des valeurs des épaisseurs moyennes.

Unité	Epaisseur moyenne utile(m)
IV-3	5.83
IV-2	18.585
III-3	10.583
III-1	2.543
II	11.713

VIII.4.3 .Détermination du coefficient de la porosité ouverte Φ

On détermine ce coefficient d'après des données diagraphiques, pour le calcul de réserve on utilise la valeur moyenne du coefficient de la porosité ouverte.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination de la porosité moyenne, dans notre cas on utilise la moyenne arithmétique pour chaque unité.

Selon les données des puits le Cut off de porosité a été déterminé à 3%, donc après avoir éliminé les valeurs inférieures au Cut off, on calcule le coefficient de porosité ouverte.

Le calcul de la moyenne arithmétique est effectué par la formule suivante :

$$\Phi_{moy} = \frac{\sum \Phi_i}{n}$$

Où :

Φ_{moy} : Représente la porosité moyenne arithmétique ouverte.

$\sum \Phi_i$: Représente les moyennes de la porosité ouverte au niveau de chaque puits.

n : Représente le nombre de puits.

Les porosités moyennes pour chaque unité sont représentées dans le tableau suivant (Tab.VIII.2) :

Tab.VIII.2: Tableau récapitulatif des valeurs des porosités moyennes.

Unités	Porosité moyenne (fraction d'unité)
IV-3	0.056307
IV-2	0.0672
III-3	0.06423
III-1	0.051
II	0.060375

VIII.4.4 .Détermination du coefficient de la saturation en gaz S_g

On détermine la valeur du coefficient de saturation d'après les échantillons de roche prélevés dans les puits spéciaux traversant la couche productive, ce qui permet d'évaluer la proportion exacte des fluides dans les pores de la roche magasin.

Dans notre cas, on détermine le coefficient de saturation par la méthode indirect.

On calcule la quantité d'eau interstitielle, en suite le coefficient de saturation en gaz.

On utilise la relation suivante :

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \Rightarrow S_g = 1 - S_w - S_o$$

$$S_{g_{moy}} = \frac{\sum S_{gi}}{n}$$

S_g moy : Représente la saturation en gaz moyenne.

$\sum S_{gi}$: Représente les moyennes de la saturation en gaz au niveau de chaque puits.

Les moyennes de la saturation en gaz pour chaque unité sont représentées dans le tableau ci-dessous (Tab.VIII.3).

Tab.VIII.3: Tableau récapitulatif de valeurs des saturations en gaz.

Unité	Saturation en gaz moyenne (fraction d'unité)
IV-3	0.7224
IV-2	0.6786
III-3	0.66508
III-1	0.7387
II	0.7467

VIII.4.5. Détermination de la pression

La pression vierge du réservoir, elle est égale à 250 kgf/cm².

$$P = 2452 \text{ kpa}$$

VII.4.6. Détermination de la température

On prend la température de la formation, elle est égale à 107 °C.

$$\text{Rankine} = ^\circ\text{F} + 459.67$$

$$T = 566.67 \text{ Rankine}$$

VIII.4.7. Coefficient de compressibilité

Le coefficient de compressibilité de gaz est estimé à 1.

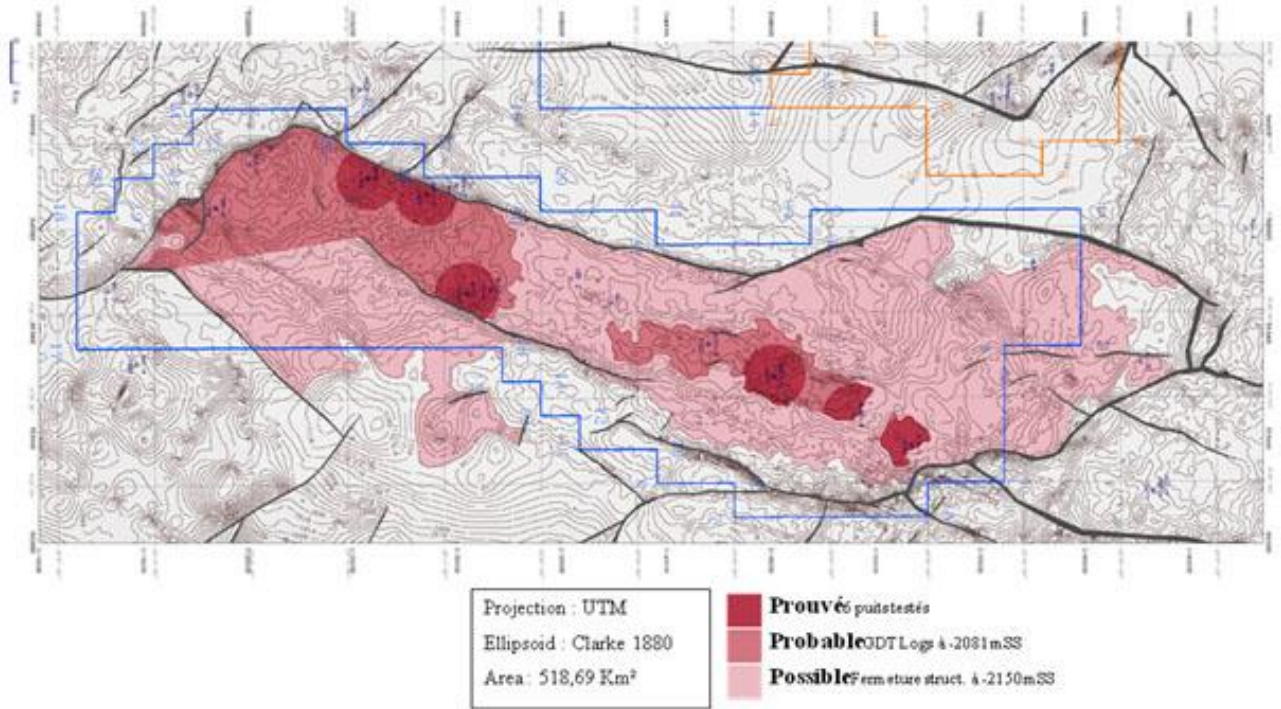


Fig.VIII.1. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité IV-3 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

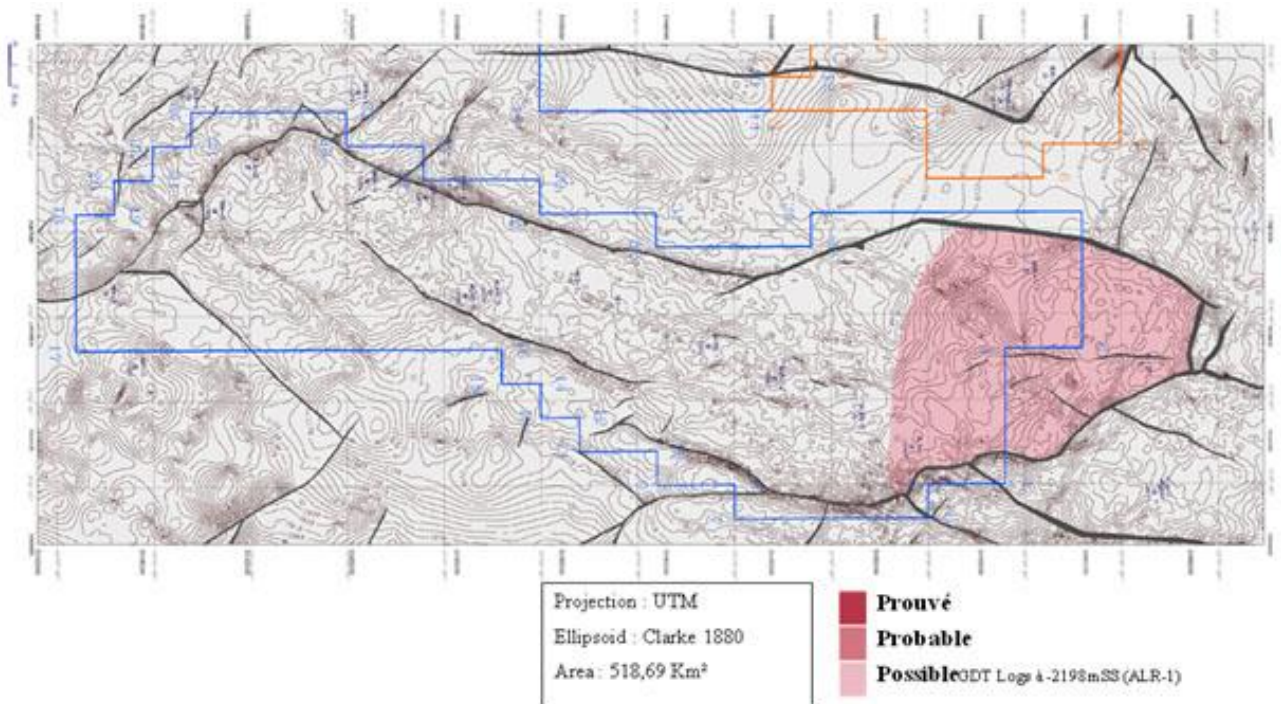


Fig.VIII.2. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité IV-2 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

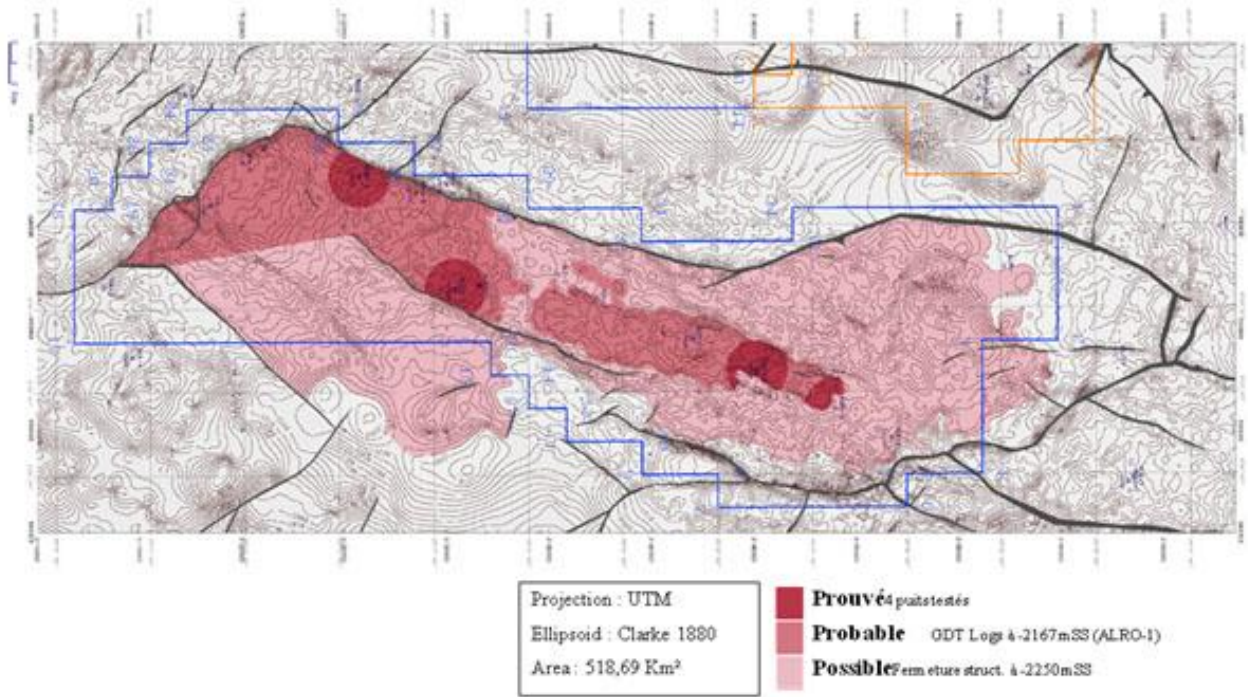


Fig.VIII.3. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité III-3 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

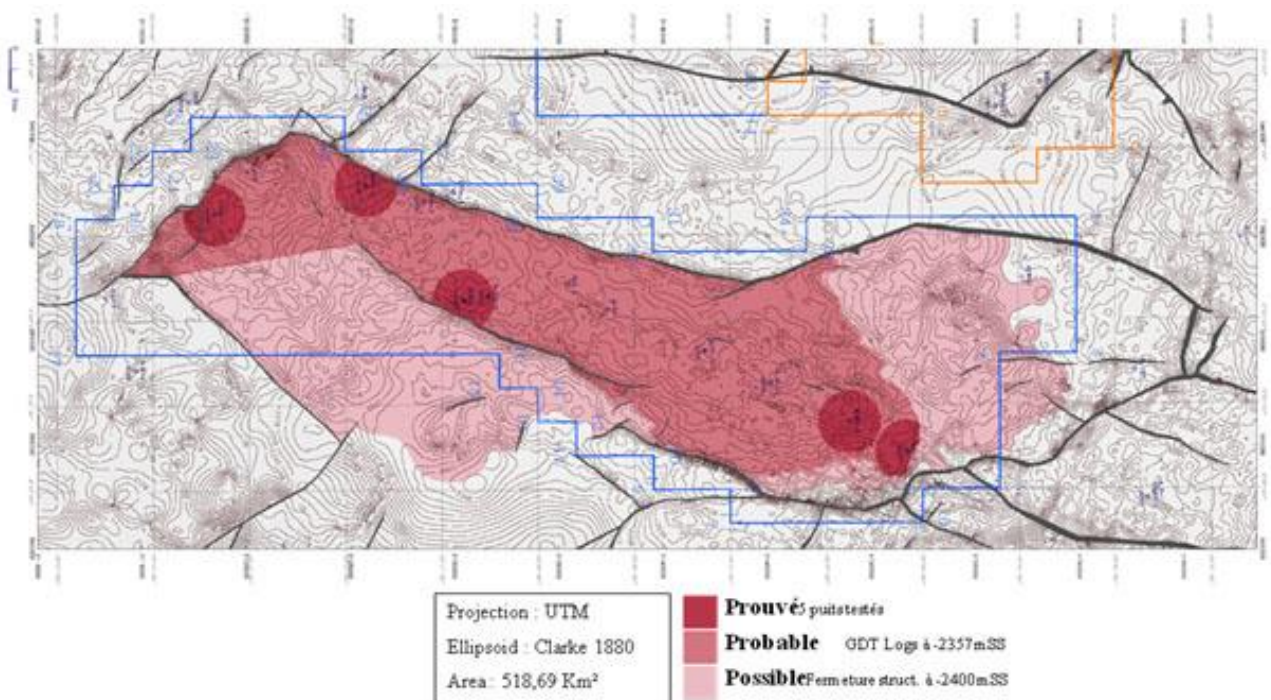


Fig.VIII.4. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité II de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.

VIII.5. Estimation des Réserves pour chaque unité

Pour le calcul des réserves de gaz pour chaque unité par la méthode volumétrique proprement dite, le (Tab. VIII.4) suivant résume les différents paramètres.

Tab.VIII.4: Tableau récapitulatif des valeurs des paramètres étudiés.

Réservoirs	Unités	F (10 ⁶ m ²)	hmoy (m)	Ømoy (f.u)	Sg (f.u)
Ordovicien	U.IV-3	518.69	5.83	0.0563	0.7226
	U.IV-2		18.585	0.0672	0.6786
	U.III-3		10.583	0.0642	0.6650
	U.III-1		2.543	0.051	0.7387
Cambrien	U.II	518.69	11.713	0.0603	0.7467

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

$$V = S \cdot hu \cdot \bar{\phi} \cdot S_g \cdot P \cdot T \cdot (1/Z)$$

Avec :

- S = 1 km²
- hu = 49.254 m
- Ø = 0.3
- S_g = 3.551
- P = 2452 kpa
- T = 566.67
- Z = 1

$$V = 73 \cdot 10^6 \text{ m}^3 / \text{Km}^2.$$

Avec : Q = V.F

A.N : Q = 73.10⁶ (5 18.69)

$$Q = 37.82 \cdot 10^9 \text{ m}^3.$$

Le volume de gaz en place est estimé à 37.82.10⁹ m³.

VIII.6. Conclusion :

L'évaluation des réserves en place a montré que le potentiel en gaz contenu dans les tight est faible, le calcul manuel reste approximatif avec un déficit d'exactitude relatif au volume de données, et aux causes 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).

Les réserves prouvées, probables et possibles pour les réservoirs Cambro-Ordovicien sont résumés dans le tableau ci-dessous (*Tab. VIII.5*).

Tab.VIII.5: Tableau récapitulatif des réserves prouvées, probables et possibles.

Réservoirs	Unités	F (10⁶ m²)	Bg	Réserves prouvées (10⁹ m³)	Réserves probables (10⁹ m³)	Réserves Possibles (10⁹ m³)
Ordovicien	U.IV-3	110.35	0.0049	2.617	13.0863	23.555
	U.IV-2	123.48		10.465	52.325	94.1856
	U.III-3	122.57		5.5379	27.689	49.8416
	U.III-1	130.52		1.2504	6.2521	11.2539
Cambrien	U.II	227.22	0.0049	11.9833	59.9167	107.8501

**Conclusion
Générale
et
Recommandations**

Conclusion Générale

Le travail effectué dans ce complexe Cambro- Ordovicien nous a permis de conclure que sa structure correspond à un anticlinal d'axe N30° d'environ 40km d'extension, de NIA-2 au Sud à ALR-1 au Nord. Le flanc Sud- Ouest de l'anticlinal est bordé par une faille inverse majeure d'orientation N30° qui se relie au Nord-Ouest de ALSO-1 à une seconde faille inverse majeure d'orientation N130°.

Après analyse macroscopique détaillée des fractures sur les carottes des 04 sondages, des logs de fracturation et des analyses statistiques ont été établis pour le réservoir Cambro-Ordovicien.

Les mesures du pendage des fractures tous types confondus pour l'ensemble des sondages étudiés présentent des valeurs comprises entre 10° et 90°. Il ressort que la famille dont les valeurs de pendage sont comprises entre 70° et 90° totalise le plus grand nombre de fractures. Ils correspondent à des fractures sub-verticales à verticales.

Le réservoir Cambro-ordovicien a enregistré les mêmes épisodes de déformation.

Une étude sédimentologique comprend successivement une analyse détaillée des carottes et des corrélations lithostratigraphiques à partir des diagraphies de gamma- ray et la description des principaux faciès.

Le complexe Cambro- Ordovicien est subdivisé en 6 unités réservoirs (U.II, U.III-1, U.III-3, U.IV-1, U.IV-2 et U.IV-3).

Ces unités sont représentées par une sédimentation fluviatile telle que le montre les parties basales de l'Unité II et III-1, ainsi que la partie sommitale de l'unité IV-2 et l'unité IV-3, une sédimentation à influence marine (tidal) telle que le montre la partie sommitale de l'unité II et la base de la partie sommitale de l'unité IV-2 et enfin une sédimentation marine profonde à peu profonde telle que le montre l'unité III-3, IV-1, IV-2, IV-3 et les parties sommitales de l'unité II et III-1.

L'étude pétrographique nous a permis de définir la composition minéralogique des différents faciès, pour l'ensemble des puits on note que dans les niveaux du Cambro-Ordovicien (unité II à unité IV) le développement des barres gréseuses. Ces barres sont constituées essentiellement de quartz qui représente presque la totalité de la phase clastique (détritique) des roches observées au microscope, avec la présence parfois des micas type muscovite avec des taux très faibles, et quelques minéraux tels que les feldspaths, les oxydes de fer, la chlorite, la pyrite, la tourmaline, le zircon et fragments de roches. La phase de liaison (ciment) est représentée par des argiles (illite et kaolinite) et le ciment carbonaté (calcite et de la sparite) avec la présence de quelques oolithes sans nucleus.

Conclusion Générale

D'après l'interprétation des caractéristiques pétrophysique des différentes cartes et les tests aux puits du complexe Cambro- Ordovicien au niveau des unités réservoirs II, III-1, III-3, IV-2 et IV-3, on peut conclure qu'on est en présence de réservoirs à faible production initiale de gaz améliorée par fracturation, dû essentiellement au fait qu'ils sont compacts (tight).

Les différents histogramme de porosité et de perméabilité pour l'ensemble Cambro-Ordovicien (unités II, III-1, III-3, IV-2 et IV-3) ont un caractère unimodale et bimodale, ce caractère est expliqué par la présence soit d'un seul types de porosité qui correspond à une porosité de dissolution de la silice, ou bien par la présence de deux types de porosité primaire et secondaire liées aux fortes silicifications qui dénote l'impact de la compaction sur le comportement de la porosité, tandis que la perméabilité elle est améliorée par le réseau de fissuration. Ces réservoirs Cambro- Ordoviens présentent un faciès tight d'où une qualité de réservoir médiocre mettant en évidence une certaine hétérogénéité.

La réalisation d'un modèle géologique (statique) est une étape très importante dans le domaine pétrolier afin d'élaborer un projet de développement et d'optimiser la récupération des hydrocarbures. Cette étude de modélisation a été faite à l'aide d'un logiciel « Petrel »; c'est un programme de simulation numérique conçu par la compagnie de services pétroliers Schlumberger. Il nécessite l'existence d'un certain nombre de données d'ordre géologiques, géophysiques et pétrophysiques. Pour une bonne caractérisation et modélisation des réservoirs une source de données est indispensable déduite à partir des données sismiques afin d'établir :

- Une modélisation structurale
- Une modélisation stratigraphique
- Une Modélisation des propriétés
 - Modélisation des faciès.
 - Modélisation pétrophysique.
 - Estimation volumétrique.

Réalisation d'un modèle statique upscaling en modèle dynamique .

Le volume de gaz en place est estimé pour la région d'étude évaluer par la méthode volumétrique sont estimés à **37.82.10⁹ m³**.

Les Recommandations

Les principales incertitudes concernant le développement des réservoirs Cambro-Ordovicien et les recommandations pour leurs minimisations sont les suivantes :

- La variabilité latérale de la qualité réservoir des unités du Cambro-Ordovicien est mal connue. La répartition des puits existants ne permet pas de lever cette incertitude. Ceci se traduit clairement dans notre évaluation par un écart important entre les volumes prouvés et probable. Le passage aux réserves devrait accroître encore cet écart, l'intégralité du volume probable n'étant pas développables à l'état actuel. Le forage de puits additionnels est donc nécessaire, dans ces unités Cambro-Ordoviciennes, afin de réduire cette incertitude.

- Les débits testés dans les unités du Cambro-Ordovicien sont environ 10 fois supérieur aux débits théoriques calculés à partir des propriétés moyennes de la matrice. Cela suggère un apport de la fracturation naturelle à la production dans ces unités. Une étude spécifique de la fracturation naturelle est donc recommandée, après apport d'informations supplémentaires, et par conséquent un développement par puits horizontaux ou déviés pourrait être envisagé.

- Globalement pour le Cambro-Ordovicien, il sera utile de bâtir des modèles dynamiques intégrant toutes les données complémentaires acquises, afin d'optimiser le plan de développement de ce réservoir :

- Evolutions latérales de faciès ;
- Influence de la fracturation naturelle ;
- Architecture de puits (puits horizontaux, déviés et/ou fracturation hydraulique).

Bibliographie

Bibliographie

[1] **ASSES A., (1987)** : Analyse des diagraphies de forage, séquences sédimentaires et paléogéographie des séries argilo-gréseuses déposées au passage Silurien- Dévonien dans la synéclyse est-saharienne : bassin d'illizi et partie algérienne de Ghadamès. Thèse 3e cycle, Université de Pau.

[2] **BENSERADJ M., DIB N., (Mai 2013)**: Inconventional Tight Gaz Sand Bassin d'illizi (Nord In Amenas).

[3] **BEUF S. , BIJU-DUVAL B. , DE CHARPAL D. , ROGNON R. ,BENNACEF A.,(1971)** : Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara- Sédimentation et discontinuités ; évolution structural d'un craton. Publ. Inst. Fr. Pétrole. Coll. Sci. et Tech. du pétrole, 18, Technip ed. Paris, p 464.

[4] **BEUF S. , BIJU-DUVAL B. , STEVAUX J. , KULBICKI G., (1966)** : Ampleur des glaciations Silurienne au Sahara, leurs influences et leurs conséquences sur la sédimentation Revue I.F.P. , XXI, 3 , p 363-381.

[5] **BOUBAHZIZ M., (2012)** : Caractérisation et modélisation des réservoirs Cambro- ordovicien du gisement horst Nord In Amenas (hnia), bassin d'illizi. Mémoire de magister en ressource Minérale et Energétique UMBB, P 3-5.

[6] **BOUCHIBA D., BOUABCHA S., ACHACHE D., BENMOUMENE Z. , (Avril 2013)** : Distribution des parametres reservoirs dans les bassins sedimentaires Algeriens, reservoirs Cambro-Ordoviciens, Siluro-Devoniens et Carboniferes du bassin d'illizi.

[7] **BOUDJEMA. A., (1987)** : Evolution structural du bassin pétrolier (Triasique) du Sahara Oriental (Algérie). Thèse de doctorat Paris XI. P 53

[8] **CHAOUCHE A., (1992)** : Genèse et mise en place des Hydrocarbures dans les bassins de l'Erg Oriental (SAHARA ALGERIEN). Thèse de doctorat université Michel de Montaigne- BORDAUX 3.

[9] **CHAOUCHI. R. , MALLA. M. S. , KECHOU. F (1998)**: Sedimentological evolution of the Givetian-Eifelian (F3) sand bar of the West Alrar field, Illizi Basin, Algeria.

[10] **DONZEAU M., (1983)**: Tectonique des monts d'Ougarta. In: Fabre, J. (Ed.), Lexique Stratigraphique International-Afrique de l'Ouest. Pergamon Press, Oxford, pp. 118-120.

Bibliographie

- [11] **DUBOIS P. , BEUF. S. , BIJU-DUVAL B., (1967) :** Lithostratigraphie du Dévonien inférieur gréseux du Tassili N'Ajjer, in Colloque sur le Dévonien inférieur et ses limites, Rennes. Mem. Bur. Rech. Geol. *Min.*, Paris, 33, 29-81.
- [12] **FABRE J., (1988) :** Les séries paléozoïques d'Afrique: une approche. *Journal of African Earth Sciences (and Middle East)*, vol.7, 1-40.
- [13] **FABRE. J avec la coll. CABY R., GIROD M., MOUSSINE, POUCHKINE A., (1979) :** Introduction à la géologie du Sahara Algérien et ses régions voisines sud, nord et est d'Alger, 1, 1. Vol. P422.
- [14] **FEKIRINE B., ABDELLAH H., (1998):** Palaeozoic lithofacies correlatives and sequence stratigraphy of the Saharan Platform, Algeria. In: Macgregor, D.S., Moody, R.T.J., Clark-Lowes, D.D. (Eds.), *Petroleum Geology of North Africa*. Geological Society of London, Special Publications, 132, pp. 97-108.
- [15] **FRED R., Sonatrach., (1992) :** Rapport final du sondage TRIG-EST.
- [16] **GALEAZZI S., POINT O., HADDADI N., MATHER J., DRUESNE D., (2008):** Regional geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview, *Marine and Petroleum Geology*, 27 (1), 143-178
- [17] **GHALETH. M; ALZOUAIBI. R.,(1999):** Faille du Fadnoun (Bassin d'Illizi): Etude cinématique et impact sur la répartition des hydrocarbures. Mémoire d'Ingénieur, IST-USTHB.
- [18] **GUIRAUD R. BELLION Y., (1995):** Late Carboniferous to Recent Geodynamic evolution of the west Gondwanian, Cratonic, Tethyan Margins. In: Nairn, A.E.M., Ricou, L.-E., Vrie lynck, B., Dercourt, J.(Eds.), *The Ocean Basins and Margins*, Vol. 8. The Tethys Ocean, Plenum, New York, 101–124.
- [19] **HADDOUM H., GUIRAUD R., MOUSSINE-POUCHKINE A., (2001):** Hercynian compressional deformations of the Ahnet–Mouydir Basin, Algerian Saharan Platform: far-field stress effects of the Late Palaeozoic orogeny. *Terra Nova* 13 (3), 220-226.
- [20] **HALLIBURTON. , (2009):** Tinrhert Gaz project Development study. Cambro-Ordovician complex field.

Bibliographie

- [21] **Hamma T, Messaoud M & Yahiaoui A, Kourta M & Montaggioni P, October 13-18 2008** : Integration of Electrical and Acoustic Borehole Images with Production Data for Optimized Completion of Horizontal Wells in Hassi Messaoud Field, 11th Tunisian Petroleum Exploration & Production Conference, Tunis, Sonatrach Production Division / Schlumberger North Africa, Algeria.
- [22] **HIRST J.P.P., (2002)**: Tunnel valleys and density flow processes in the upper Ordovician glacial succession Illizi basin, Algeria: Influence on reservoir quality. *Journal of Petroleum Geology*. V 25, issue 3, P 297-324.
- [23] **KILLIAN C., (1922)** : Aperçu général de la structure des Tassilis des Ajjers. *C.R.Acad. Sci. Paris* 175 825-827.
- [24] **LEGRAND PH., (1967)** : Nouvelles connaissances acquises sur la limite des systèmes Silurien et Dévonien au Sahara algérien. Colloque sur le Dévonien inférieur et ses limites –in : *mem. B.R.G.M.* , 33 , p 119-137.
- [25] **MOKHTARI N., (2011)** : Etude de l'étanchéité de la faille de Rhoude nous. Bassin de Berkine, Sahara Oriental, Algérie. *Mag. FSTGAT-USTHB*, 65p.
- [26] **MOULLEY C. C ., (Avril 2007)** : Les dolérites du bassin d' Illizi (Algérie) : manifestations d'un linéament du socle de direction E-W. SGP6, CRD, Sonatrach, Boumerdes, Algérie.
- [27] **Rapport Sonatrach., (Novembre 2010)** : Projet de Tinrhert, plan de développement des gisements.
- [28] **REMI E., (2005)**: The lower Paleozoic succession in the Tassili outcrops, Algeria: Sedimentology and Sequence Stratigraphy, first break volume 23, Algerian Feature, 2005 EAGE.
- [29] **RICHARD C. SELLEY. ,(1998)**: Elements of petroleum geology, 2nd edition. Academic press.
- [30] **ROBERTSON (2000), Rapport Sonatrach:** Sedimentology, Diagenesis and Seismic modeling of reservoir units in the Illizi basin, Algeria, vol 1, background and methodology.

Bibliographie

- [31]SABAOU N., AÏT SALEM, H. and ZAZOUN, R. S., (2009): Chemostratigraphy, tectonic setting and provenance of the Cambro-Ordovician clastic deposits of the subsurface Algerian Sahara. *Journal of African Earth Sciences*, vol 55 (3-4), 158-174.
- [32]Sonatrach et Schlumberger., (2007): Well Evaluation Conference "WEC". Hilton Alger, Algerie.
- [33]TAKHERIST. A., (1990) : Structure crustale, Subsidence Mésozoïque et flux chaleur dans les bassins Nord- Sahariens (Algerie). Apport de la gravimétrie et des données de puits.
- [34]ZAZOUN R.S.,(2008): The Fadnoun area, Tassili-n-Azdjer, Algeria: fracture network geometry analysis. *Journal of African Earth Sciences*, vol. 50 (5), 273-285.
- [35]ZAZOUN R., S. 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*, vol. 60, (3), 63-78.

Listes des Figures

Liste des figures

Fig.I.1. Localisation du Bassin d' Illizi	02
Fig.I.2. Carte des principaux éléments morpho-structuraux de la plate-forme saharienne et localisation du bassin d' Illizi.....	03
Fig.I.3. Coupe géologique de direction N- S du bassin d' Illizi.....	04
Fig.I.4. Carte structurale montrant les directions structurales dans le bassin d' Illizi.....	04
Fig.I.5. Coupe lithostratigraphique type du bassin d' Illizi.....	06
Fig.I.6. Plan de position des différents gisements de Tinrhert.....	09
Fig.I.7. Situation géographique de la zone d' étude.....	10
Fig.I.8. Localisation de la zone d' étude et les gisements de gaz et d' huile dans le bassin d' Illizi.....	11
Fig.I. 9. Log lithostratigraphique du Cambro-Ordovicien des Tassili N' Ajers.....	13
Fig.I.10. Carte en isopaques des argiles siluriennes radioactives du Silurien radioactif dans le bassin d' Illizi.....	15
Fig.I.11. Carte des teneurs en COT du Silurien radioactif du bassin d' Illizi.....	16
Fig.I.12. Carte de maturité de la matière organique du Silurien radioactif du bassin d' Illizi.....	17
Fig.II.1. Image satellite prise par Google Earth montrant le trend de Fadnoun-Alrar.....	20
Fig.II.2. Carte structurale de l' Algérie.....	20
Fig.II.3. Plan de position du cube sismique 3D de la région tinrhert du bassin d' Illizi.....	21
Fig.II.4. Position des Cubes sismiques montrant les Cross line et les In line.....	21
Fig.II.5. Représentation des couloirs de failles dans le gisement d' Alrar Centre, Sud et Horst In Amenas et Nord In Amenas du bassin d' Illizi.....	22
Fig.II.6. Cartes en isobathes de la région Tinrhert du bassin d' Illizi. A : Au toit du socle – B : Au toit de l' unité II.....	23
Fig.II.7. Cartes en isobathes de la région Tinrhert du bassin d' Illizi C : Au toit de l' unité III-1 – D : Au toit de l' unité III-3.....	24
Fig.II.8. Cartes en isobathes de la région Tinrhert bassin d' Illizi C : Au toit de l' unité IV-2 – D : Au toit de l' unité IV-3.....	25
Fig.II.9. Carte linéamentaire de la région dans la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	26
Fig.II.10. Un run d' attribut une forte réflexion au temps double mis en évidence des zones de haute énergie de la région Alrar Centre, Sud, Horst Nord In Amenas et Nord In Amenas du bassin d' Illizi.....	27
Fig.II.11. Cartes de variance du réservoir Cambro-Ordovicien. A gauche à 1500m et à droite à 1600m de la région d' Alrar Centre, Sud, Horst Nord In Amenas et Nord In Amenas du bassin d' Illizi.....	28
Fig.II.12. Coupe sismique de direction WNW-ESE traversant le puits P-2 du bassin d' Illizi.....	30
Fig.II.13. Coupe sismique de direction WNW-ESE traversant le puits P-20 du bassin d' Illizi.....	30
Fig.II.14. Coupe géologique passant par les puits P-20 et P-16 orientée NE-SW.....	31

Liste des figures

Liste des figures

Fig.II.15. Coupe sismique de direction WNW-ESE traversant les puits P-23, P-34 et P-24.....	32
Fig.II.16. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-20.....	33
Fig.II.17. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-32.....	34
Fig.II.17. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-29.....	35
Fig.II.18. Typologie des fractures et des marqueurs de la déformation observés dans le sondage P-31.....	36
Fig.III.1. Carte de positionnement des puits du complexe Cambro-Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	40
Fig.III.2. Série-type du Paléozoïque du bassin d'Ilizi au Cambro-Ordovicien et datation des différents réservoirs.....	41
Fig. III.3. Description de l'Infracambrien et l'Unité II sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	42
Fig. III.4. Description de l'Unité II sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	43
Fig. III.5. Description de l'unité II sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	44
Fig. III.6. Description de l'unité II sur carotte (Puits P-31) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	45
Fig. III.7. Description de l'Unité III-1 sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	47
Fig. III.8. Description de l'Unité III-1 sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	48
Fig. III.9. Description de l'Unité III-3 sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	50
Fig. III.10. Visualisation de la paléovallée dans la séquence stratigraphique.....	52
Fig. III.11. Profil sismique en 3D passant par les puits P-29, P-25 et P-20.....	52
Fig. III.12. Description de l'Unité IV-1 sur carotte (Puits P-31) de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	53
Fig. III.14. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du bassin	

Liste des figures

d' Illizi.....	55
Fig. III.15. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	56
Fig. III.15.Présentation de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	57
Fig.III.17. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	58
Fig. III.18. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	59
Fig. III.19. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	60
Fig. III.20. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	61
Fig. III.21. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-31) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	62
Fig. III.22. Description de l'Unité IV-2 sur carotte (Puits P-31) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	63
Fig. III.23. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-20) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	65
Fig.III.24. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	66
Fig. III.25. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-32) de la région Tinrhert du Bassin d' Illizi.....	67
Fig. III.26. Description de l'Unité IV-3 sur carotte (Puits P-29) de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	68
Fig. III.27. Plan de position des puits et les profils de corrélation de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	71
Fig. III.28. Profil de corrélation du réservoir Cambro-Ordovicien à travers les puits P-29, P-25, P-20, P-18, P-14, P-9, P-6, P-4, P-2 et P-1 de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	72
Fig. III.29 : Profil de corrélation du réservoir Cambro-Ordovicien à travers les puits P-21, P-23 et P-24 de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	74
Fig. III.30. Profil de corrélation du réservoir Cambro-Ordovicien à travers les puits P-11, P-5 et P-7 de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	76

Liste des figures

Fig. III.31. Photos carottes du puits P-20 , montrant l'environnement Tidale de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	78
Fig. III.32. Photos carotte du puits P-20, montrant l'environnement fluviatile de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	79
Fig. II.33. photos du puits , montrant l'environnement marin peu profond U.IV-2 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	79
Fig. III-34. Photo du puits P-31, montrant l'environnement à influence marine « shoreface inférieur à moyen » de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	80
Fig. III.35. Photo du puits P-31 montrant l'environnement glaciaire- périglaciaire de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	81
Fig.IV.1. Micro-photographie des microfaciès gréseux à ciment siliceux, argileux et carbonaté. Trois échantillons prélevés dans le puits P-20.....	85
Fig. IV.2. Micro-photographie des microfaciès gréseux de deux échantillons prélevés dans le puits P-20.....	86
Fig. IV.3. Micro-photographie des microfaciès gréseux surmontant un socle métamorphique. Deux échantillons prélevés dans le puits P-20.....	88
Fig. IV.4. Micro-photographie des arénites quartzeuses et microfaciès gréseux. Trois échantillons prélevés dans le puits P-32.....	91
Fig. IV.5.Micro-photographie des microfaciès gréseux. Deux échantillons prélevés dans le puits P-29.....	93
Fig. IV.6.Micro-photographie des microfaciès gréseux à oolithes et feldspaths. Trois échantillons prélevés dans le puits P-29.....	94
Fig. IV.7. Micro-photographie des microfaciès gréseux. Trois échantillons prélevés dans le puits P-29.....	97
Fig. IV.8. Micro-photographie des arénites quartzeuses. Trois Echantillons prélevés dans le puits P-29.....	98
Fig. IV.9. Micro-photographie des microfaciès gréseux à ciment carbonaté. Quatre échantillons prélevés dans le puits P-29.....	99
Fig. IV.10.a. Synthèse montrant l'évolution de la granulométrie, la pétrographie, la minéralogie et les textures dans les niveaux cambro-ordoviciens du puits P-20 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	101
Fig. IV.10.b. Synthèse montrant l'évolution de la granulométrie, la pétrographie, la minéralogie et les textures dans les niveaux cambro-ordoviciens du puits P-32 de la région	

Liste des figures

Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	102
Fig. IV.10.c. Synthèse montrant l'évolution de la granulométrie, la pétrographie, la minéralogie et les textures dans les niveaux cambro-ordoviciens du puits P-31 de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	103
Fig.V.1. Carte en isoporosité de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	106
Fig.V.2. Carte en isoporosité de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	106
Fig.V.3. Carte en isoporosité de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	107
Fig.V.4. Carte en isoporosité de l'unité IV- 2 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	107
Fig.V.5. Carte en isoporosité de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	108
Fig.V.6. Carte en isopermeabilité de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	110
Fig.V.7. Carte en isopermeabilité de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	111
Fig.V.8. Carte en isopermeabilité de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	111
Fig.V.9. Carte en isopermeabilité de l'unité IV-2 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	112
Fig.V.10. Carte en isopermeabilité de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	112
Fig.V.11. Carte en isosaturation de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	114
Fig.V.12. Carte en isosaturation de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	115
Fig.V.13. Carte en isosaturation de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	115
Fig.V.14. Carte en isosaturation de l'unité IV-2 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d'Ilizi.....	116

Liste des figures

Fig.V.15. Carte en isosaturation de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	116
Fig.V.16. Carte en isopaque total de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	118
Fig.V.17. Carte en isopaque total de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	119
Fig.V.18. Carte en isopaque total de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	119
Fig.V.19. Carte en isopaque total de l'unité IV-2 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	120
Fig.V.20. Carte en isopaque total de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	120
Fig.V.21. Carte en isoépaisseur utile de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	122
Fig.V.22. Carte en isoépaisseur utile de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	123
Fig.V.24. Carte en isoépaisseur utile de l'unité IV-2 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	124
Fig.V.25. Carte en isoépaisseur utile de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	124
Fig.V.26. Carte en isovolume d' argile de l'unité II du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	126
Fig.V.27. Carte en isovolume d' argile de l'unité III-1 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	127
Fig.V.27. Carte en isovolume d' argile de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	127
Fig.V.27. Carte en isovolume d' argile de l'unité III-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	128
Fig.V.29. Carte en isovolume d' argile de l'unité IV-2 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	128
Fig.V.30. Carte en isovolume d' argile de l'unité IV-3 du Cambro- Ordovicien de la région Tinrhert du bassin d' Illizi.....	128
Fig. V.31. Corrélacion diagrammiquc du réservoir Cambro-Ordovicien à travers les puits P-28,	

Liste des figures

P-26, P-21, P-20, P-16, P-15 et P-2 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	129
Fig.VI.1. Histogramme de porosité de l'unité II.....	133
Fig.VI.2. Histogramme de perméabilité de l'unité II.....	134
Fig.VI.3. Histogramme de porosité de l'unité III-1.....	135
Fig.VI.4. Histogramme de perméabilité de l'unité III-1.....	136
Fig.VI.5. Histogramme de porosité de l'unité III-3.....	137
Fig.VI.6. Histogramme de perméabilité de l'unité III-3.....	138
Fig.VI.7. Histogramme de porosité de l'unité IV-2.....	139
Fig.VI.8. Histogramme de perméabilité de l'unité IV-2.....	140
Fig.VI.9. Histogramme de porosité de l'unité IV-3.....	141
Fig.VI.10. Histogramme de perméabilité de l'unité IV-3.....	142
Fig.VI.11. Histogramme log K / porosité des différents puits de l'unité II.....	143
Fig.VI.12. Histogramme log K / porosité des différents puits de l'unité III-1.....	144
Fig.VI.13. Histogramme log K / porosité des différents puits de l'unité III-3.....	145
Fig.VI.14. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-2.....	146
Fig.VI.14. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-2.....	147
Fig.VI.15. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-3.....	147
Fig.VI.15. Histogramme log K / perméabilité des différents puits de l'unité IV-3.....	148
Fig.VII.1. Chargement des données des puits.....	150
Fig.VII.2. Chargement des données diagraphique.....	151
Fig.VII.3. Modélisation des failles en 3D.....	151
Fig.VII.4. Construction de skeleton en 2D.....	152
Fig.VII.5. Modèle structurale en 3D.....	152
Fig.VII.6. Modèle des horizons en 3D.....	153
Fig.VII.7. Modèle des zones en 3D.....	153
Fig.VII.8. Modèle stratigraphique en 3D.....	154
Fig.VII.8. Modèle de porosité en 3D.....	155
Fig.VII.9. Modèle de perméabilité en 3D.....	155
Fig.VII.10. Modèle de saturation en eau en 3D.....	155
Fig.VII.11. Modèle de facies en 3D.....	155
Fig. VIII.1. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité IV-3 de la région Tinrhert du bassin d'Illizi.....	163
Fig. VIII.2. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité IV-2 de la région Tinrhert du bassin	

Liste des figures

d'Ilizi.....	163
Fig. VIII.3. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité III-3 de la région Tinrhert du bassin	
d'Ilizi.....	164
Fig. VIII.4. Carte structurale TVDSS au toit de l'unité II de la région Tinrhert du bassin	
d'Ilizi.....	164

Liste des Tableaux

Liste des tableaux

Tab. IV.1: Tableau récapitulatif de la porosité et de la perméabilité.....	149
Tab .VIII.1: Tableau récapitulatif des valeurs des épaisseurs moyennes.....	160
Tableau .VIII.2: Tableau récapitulatif des valeurs des porosités moyennes.....	161
Tab .VIII.3: Tableau récapitulatif de valeurs des saturations en gaz.....	162
Tab .VIII.4: Tableau récapitulatif des valeurs des paramètres étudiés.....	165
Tab .VIII.5: Tableau récapitulatif des réserves prouvées, probable et possibles.....	166