

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHACHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

LABORATOIRE DE RESSOURCES MINERALES ET ENERGETIQUES
(LRM&E)

MEMOIRE DE MAGISTER

Présenté par :

BOUBAHZIZ Makhlouf

EN VUE DE L'OBTENTION DU TITRE DE

MAGISTER EN RESSOURCES MINERALES ET ENERGITIQUES

Option: Recherche et prospection des hydrocarbures et des minéraux utiles

THEME

**CARACTERISATION ET MODELISATION
DES RESERVOIRS CAMBRO-ORDOVICIEN DU
GISEMENT HORST NORD IN AMENAS (HNIA),
BASSIN D'ILLIZI**

Soutenu devant le jury :

Pr. DJEDDI Mabrouk	Professeur	(UMBB)	Président
Dr. CHAOUCHI Rabah	Maitre de conférences (A)	(UMBB)	Rapporteur
Dr. CHALAL Youssef	Maitre de conférences (A)	(USTHB)	Examineur
Dr. SADAoui Moussa	Maitre de conférences (A)	(UMBB)	Examineur
Dr. ASSES Amar	Maitre de conférences (B)	(UMBB)	Examineur

Boumerdès 2012

Abstract

The HNIA field is part of Tinrhert project. This project consists of developing seventeen (17) fields, which are essentially gas with a few small rings of oil. It is considered as one of the main fields in this project in terms of its area and the number of geological structures that it is formed with. The main reservoirs producers of hydrocarbons (oil and/or gas) in Tinrhert region are the devonian, silurian and camdo-ordovician reservoirs.

The HNIA field looks like a wide anticline of Cambro-Ordovician age, orientated NNE-SSW, located in the South-eastern part of Illizi basin at around 6 km far from the North of In Amenas city, 20 km from Zarzaitine field and 10 km from Tiguentourine field. This structure extends from Alrar-center in the North to North In Amenas in the South, passing through Alrar-south and Horst-North In Amenas with an area of 1350 km².

This field is formed by a number of reservoirs in particular the devonian (F2, F3 and F4), siluro-devonian (F6) and cambro-ordovician reservoirs which will be the subject of this study. They are formed by four (4) sandy reservoirs piled up one on the top of another and they are named from the base to the top as follow:

- Unit II.
- Unit III-3U.
- Unit IV-2L.
- Unit IV3.

The field of HNIA is essentially gas, and is at the stage of appraisal and evaluation at the present time. Work is undergoing to establish a development plan for this field. Therefore, the main aim of this study is to contribute to this framework (Development of cambro-ordovician reservoirs of HNIA filed) by the Division Petroleum Engineering and Development (PED). It articulates around the following objectives:

- Build a structural model of the study area.
- Update the potential of cambro-ordovician reservoirs of the HNIA field, using the new drilled wells in the area.
- Realize a characterization of these reservoirs by doing:
 - A sedimentological and paleo-environmental studies in order to define the different types of facies, their extension and their depositional environments.
 - A wire line logs interpretations in order to follow the spatial extension of these reservoirs and verify if they belong to the same structure.
 - A petrophysical interpretation in order to evaluate the potential and the characteristics of the cambro-ordovician reservoirs.
- Build a geological 3D model.

Key-words: Illizi basin, Tinrhert, Horst North In Amenas (HNIA), Cambro-Ordovician reservoirs, Tight gas reservoirs and modeling.

- ملخص -

يتضمن مشروع تينهرت تطوير 17 حقل و المحتوية أساسا على الغاز الطبيعي مع وجود كميات قليلة من البترول, حيث يعتبر حقل "ه ش ع أ" جزءا منه. و يمثل احد أهم الحقول في هذا المشروع من حيث مساحته و أيضا من حيث التركيبات الجيولوجية التي تشكله. أهم الخزانات الصخرية المنتجة للغاز في تينهرت هي خزانات: ديفونيان, سيليريان و الكومبرواوردوفيزيان.

يظهر هذا المركب الجيولوجي على شكل هيكل محدب كبير في الكومبرواوردوفيزيان ذو إتجاه شمال شمال شرق – جنوب جنوب غرب و الواقع في الجزء الجنوبي الشرقي من حوض إيليزي على بعد حوالي 6 كلم شمال مدينة عين أمناس, 20 كلم من حقل زرزايتين و 10 كلم من حقل تقنتورين. هذه التركيبية تمتد من مركز الرار في الشمال إلى شمال عين أمناس في الجنوب مرورا على جنوب الرار و هورست شمال عين أمناس على مساحة 1350 كلم².

يتألف هذا الحقل من عدة خزانات أهمها خزانات ديفونيان (ف₂, ف₃, ف₄), خزانات سيليرو ديفونيان (ف₆) و خزانات كامبرو اوردوفيزيان هذه الاخيرة تشكل موضوع هذا البحث و تتألف من أربع خزانات من الحجر الرملي التي هي من الاسفل إلى الاعلى كالآتي:

- الوحدة II

- الوحدة III - 3 عليا

- الوحدة IV-2 سفلى

- الوحدة IV-3

يعتبر ه ش ع أ أساسا حقلًا غازيا وهو حاليا في طور التقييم وتحديد أبعاد خزاناته الغازية و الاشغال جارية لوضع مخطط لتطويره.

هذه الدراسة تندرج في إطار تطوير خزانات الكامبرواوردوفيزيان لحقل ه ش ع أ من طرف قسم هندسة البترول و التنمية و هي تتمحور حول الاهداف التالية:

1- إنشاء نموذج هيكلية للمنطقة المدروسة

2- إغارة تقييم خزانات الكامبرواوردوفيزيان من حيث إمكاناتها الغازية بناء على الآبار المحفورة مؤخرا

3- دراسة خصائص هذه الخزانات و تقوم على:

- دراسة الرسوبات من أجل تحديد أنواع مختلفة من السحنات – نطاق توسعها و البيئة التي ترسبت فيها

- تحليل الرسوبات التخطيطية بهدف متابعة نطاق التوسع الافقي و العمودي لهذه الخزانات و التحقق

مما إذا كانت تنتمي إلى نفس التركيبية الجيولوجية.

- التحليل البيتروفيزيائي لهذه الخزانات لتحديد إمكاناتها الكامنة وتقييم خصائصها البيتروفيزيائية.

4 - بناء نموذج جيولوجي ثلاثي الابعاد لتطوير هذه الخزانات.

الكلمات الرئيسية: حوض إيليزي – تينهرت – هورست شمال عين أمناس – خزانات

الكامبرواوردوفيزياء – خزانات الرمل المتراص - نمذجة.

Résumé

Le projet de Tinrhert consiste à développer dix sept (17) gisements qui sont essentiellement à gaz avec quelques anneaux d'huile dont le gisement HNIA fait partie. Il constitue un des principaux gisements de ce projet, du fait de l'importance de sa superficie et du nombre important des structures qui le composent. Les principaux réservoirs producteurs de gaz à Tinrhert sont les réservoirs dévoniens, siluriens et cambro-ordoviciens.

Ce gisement se présente comme une grande structure anticlinale (cambro-ordovicienne) d'orientation NNE-SSW situé dans la partie Sud-est du bassin d'Illizi, à environ 6 km au Nord de la ville d'In Amenas, à 20 km du gisement de Zarzaitine et à 10 km du gisement de Tiguentourine. Cette structure s'étend d'Alrar-centre au Nord, jusqu'au Nord-In Amenas au Sud, en passant par Alrar Sud et par le Horst-Nord-In Amenas, sur une superficie de 1350 km.²

Ce gisement est constitué de plusieurs réservoirs notamment les réservoirs dévoniens (F2, F3 et F4), les réservoirs siluro-dévoniens (F6), et les réservoirs cambro-ordoviciens. Ces derniers formés de quatre réservoirs gréseux feront l'objet de la présente étude, ils se présentent de bas en haut comme suit:

- Unité II.
- Unité III-3Upper.
- Unités IV-2Lower.
- Unités IV-3.

Le gisement de HNIA est essentiellement à gaz, il est actuellement dans une phase d'évaluation et de délimitation de ses réservoirs. Les travaux sont en cours pour établir un plan de son développement.

Cette étude s'inscrit dans le cadre du développement des réservoirs cambro-ordoviciens du gisement HNIA, elle s'articule autour des axes suivants:

- La construction d'un modèle structural de la région d'étude.
- La mise à jour du potentiel des réservoirs cambro-ordoviciens de la structure horst Nord In Amenas (HNIA), en utilisant les nouveaux puits forés dans la région.
- La caractérisation de ces réservoirs à travers:
 - Une étude sédimentologique et paléo-environnementale afin de déterminer les différents types de faciès, leur extension et le milieu de leur dépôt.
 - Une interprétation des diagraphies dans le but de suivre l'extension spatiale de ces réservoirs, et vérifier si ces derniers appartiennent à la même structure.
 - Une interprétation pétrophysique pour évaluer le potentiel et les caractéristiques des réservoirs.
- Fournir un modèle géologique 3D pour le développement de ces réservoirs.

Mots clés : Bassin d'Illizi, Tinrhert, horst Nord In Amenas (HNIA), Cambro-Ordovicien, réservoir compact à gaz, modélisation.

Remerciements

Au terme de ce présent travail, je tiens à exprimer mes vifs remerciements à toutes les personnes qui de près ou de loin m'ont aidé à la réalisation de ce travail.

Mes sincères remerciements s'adressent surtout à :

Dr CHAOUCHI. R, d'avoir accepté mon encadrement et pour son aide et ses précieux conseils qui ont permis l'élaboration de ce travail.

Mr OUALD Ali, directeur du département formation évaluation (PED) et M^{lle} BENBAKIR, chef de département formation évaluation (PED) qui m'ont accepté au sein de leur département

Je remercie vivement l'équipe de Tihert (PED): Mr BENKOUIDER Md, SKENDER Mohamed S et BOUFEDJLINE A ainsi que M^{me} GUESSOUM pour leur aide durant toute la durée de mon stage et qui ont mis à ma disposition toutes les données disponibles pour entamer ce travail.

Mes sincères remerciements vont également à Mr BOULAHIA Mohamed, ingénieur géologue au PED, pour ces conseils, ces critiques et pour son aide

Un grand et spécial merci pour Dr KHELASSI Ali, Dr KHELASSI Saïd et Mr LAKHAL A R pour leur encouragement et leur soutien moral.

M. BOUBAHZIZ

Dédicace

Je dédie ce présent travail à :

*La mémoire de mon père Mohamed qu'allah
lui accorde sa sainte miséricorde,*

Ma mère,

*Ma très chère épouse, qui m'a apporté sans cesse amour,
soutien et encouragement,*

Mes frères et sœurs,

Ainsi qu'à tous ceux qui me sont chers.

BOUBAHZIZ Makhlouf

Sommaire

Introduction générale.....	1
<u>Chapitre I : GENERALITES SUR LE BASSIN D'ILLIZI</u>	3
I- Généralités sur le bassin d'ILLIZI	4
I-1 - Situation géographique	4
I-2- Situation géologique	5
II- L'histoire d'exploration dans le bassin	7
III- Stratigraphie	8
III-1- Les paléo-vallées	14
IV- Tectonique	17
IV-1- Tectonique et évolution structurale	17
IV-2- Les directions structurales	24
V- Présentation de la région d'étude	25
V-1- Situation géographique	25
V-2- Situation géologique	26
V-3- Cadre structural	27
V-4- La stratigraphie	28
V-5- Historique de recherche	31
VI- Système pétrolier	31
VI-1- Réservoirs	31
VI-2- Roches mères	32
VI-3- Roches couvertures	32
VI-4- Types de pièges	33
VI-5- Maturation, génération et expulsion	33
<u>Chapitre II: CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE.....</u>	34
I- Introduction	35
II- La lithologie du Cambro-Ordovicien dans le gisement HNIA	37
II-1- Définition des différents lithofaciès	39
II-1-1- Facies fluviatile	40
II-1-2 : Faciès de plaine côtière	41
II-1-3 : Faciès marin	42

III- Stratigraphie	44
IV- Présentation des réservoirs cambro-ordovicien du gisement HNIA	45
IV-1- Réservoir de l'unité II	47
IV-2- Réservoir de l'unité III-1	49
IV-3- Réservoir de l'unité III-3Upper	49
IV-4- les réservoirs de l'unité IV ou complexe terminale	51
IV-4-1- Le réservoir de l'unité IV-2Lower	52
IV-4-2- Le réservoir de l'unité IV-3	52
V- Stratigraphie séquentielle et géométrie des réservoirs	54
V-1- Introduction	54
V-2- Interprétation séquentielle	55
V-3 - Architecture 2D des réservoirs cambro-ordovicien	60
V-3-1-Méthode de corrélation	60
V-3-2- Interprétation des corrélations diagraphiques	61
V-3-3- Conclusion	70

Chapitre III: CARACTERISATION PETROGRAPHIQUE ET DIAGENETIQUE...71

I- Introduction	72
II- L'analyse pétrographique	72
II-1- Les éléments figurés	72
II-2- Les ciments	75
III- Les caractéristiques petrophysiques	78
III-1- La porosité	78
III-2- La perméabilité	79
IV- L'analyse diagénétique	80
V- Histoire diagénétique	83
VI- Conclusion	85

Chapitre IV: INTERPRETATION PETROPHYSIQUE 87

I-Introduction	88
II- Méthodologie de travail	89
II-1-Porosité	89
II-2-Saturation en fluide	89
II-3-Volume d'argile	90
II-4- Perméabilité	90

II-5- Paramètres d'interprétation	90
II-6- Calcul des cut –off	91
III-Résultats de l'interprétation	92
IV- Interprétation des résultats des paramètres petrophysiques.....	94
IV-1- Puits ALSO-1 et ALRO-4	95
IV-2- Puits HNIA-2 et HNIA-3	96
IV-3- Puits ISNO-1 et ISEN-1	98
V- La modélisation petrophysique	100
V-1- Les modèle en Iso-porosité	100
V-2- Les modèle en Iso-saturation en eau	102
V-3- Les modèle en Iso-volume d'argile	103
VI- Interprétation des différentes cartes	104
VI-1- Les cartes en Isobathes	104
VI-1-1 : La carte en Isobathes au toit de l'Ordovicien	104
VI-1-2: La carte en Isobathes au toit de la paléo-vallée (unité III-3U).....	105
VI-1-3: La carte en Isobathes au toit du Socle	106
VI-2- Les cartes en Isopaques	107
VI-2-1-La carte en Isopaques de l'unité IV-3	107
VI-2-2-La carte en Isopaques de l'unité IV-2L	108
VI-2-3-La carte en Isopaques de l'unité III-3U.....	109
VI-2-4-La carte en Isopaques de l'unité II	110
VII-Conclusion	111
<u>Chapitre V: MODELISATION DES RESERVOIRS CAMBRO-ORDOVICIENS DU</u>	
GISEMENT HNIA	113
I-Introduction.....	114
II- Procédures de travail	115
II-1- Chargement des données	115
II-2- Construction du modèle structural (Structural Modeling)	116
II-3- Le modèle des propriétés (Proprety Medeling)	120
III- Analyse et interprétation des différentes coupes au niveau du modèle géologique... 127	
IV- Conclusion	132
Conclusion générale et recommandations	133

Introduction générale

Le gisement de HNIA fait partie des dix sept (17) gisements du projet Tinrhert qui appartient au bassin d'Illizi. Ce bassin constitue une importante province pétrolière dans le Sahara algérien. C'est un gisement essentiellement à gaz, qui est actuellement dans une phase de développement.

Ce gisement se présente comme une grande structure anticlinale (cambro-ordovicienne) avec un axe d'orientation NNE-SSW, situé dans la partie Sud-est du bassin d'Illizi. Il est constitué de plusieurs réservoirs notamment les réservoirs dévoniens (F2, F3 et F4), les réservoirs siluro-dévoniens (F6), et les réservoirs cambro-ordoviciens. Ces derniers sont formés de quatre principaux réservoirs gréseux qui sont de bas en haut :

- Unité II.
- Unité III-3Upper.
- Unités IV-2Lower.
- Unités IV-3.

Ils feront l'objet de cette présente étude qui s'inscrit dans le cadre du développement des réservoirs cambro-ordoviciens du gisement HNIA par la division petroleum engineering et développement (PED), Sonatrach.

Les principaux objectifs de ce travail sont les suivants :

- Construire un modèle structural de la région d'étude.
- Mettre à jour le potentiel des réservoirs cambro-ordovicien de la structure horst Nord In Amenas (HNIA), en utilisant les nouveaux puits forés dans la région.
- Caractériser les réservoirs cambro-ordoviciens à travers :
 - Une étude sédimentologique et paléo-environnementale afin de déterminer les différents types de faciès, leur extension et le milieu de leur dépôt.
 - Une interprétation des diagraphies dans le but de suivre l'extension spatiale de ces réservoirs, et vérifier si ces derniers appartiennent à la même structure.
 - Une interprétation pétrophysique pour évaluer les caractéristiques des réservoirs.
- Fournir un modèle géologique 3D pour le développement de ces réservoirs.

La méthodologie appliquée pour réaliser cette étude s'appuie sur :

- l'acquisition d'un maximum de données géologiques disponibles, notamment les descriptions de carottes, les rapports de fin de sondage pour quelques puits forés, les coordonnées géographiques, les différents enregistrements diagaphiques existant et les études effectuées sur les gisements voisins, notamment sur Tiguentourine, Hassi Messaoud et plus régionalement sur le district 3, réalisées par différentes compagnies pétrolières, ainsi que les travaux qui ont été effectués sur les affleurements, en particulier sur Tassili N'ajjer.
- l'acquisition des données géophysiques (données sismiques de failles en forme 2D) pour construire le modèle structural
- l'acquisition des données pétrographiques et pétrophysiques disponibles sur cette région.
- L'interprétation des diagaphies, en réalisant plusieurs corrélations et en définissant le top et le mur de chaque unité, ainsi que la détermination des électrofaciès existant dans la zone d'étude.
- L'évaluation des paramètres pétrophysiques notamment la porosité, la saturation en eau et les autres paramètres tels que le volume d'argile et l'épaisseur de grès (total et utile) en utilisant le IP software (interactive petrophysic).
- L'analyse des profils de corrélation et les différentes cartes établies.

La finalité de cette caractérisation des réservoirs cambro-ordovicien et de construire un modèle géologique qui intègre toutes les données géologiques, sismiques et pétrophysiques disponibles, afin de cartographier la distribution de la porosité, et de la saturation en fluide. Ce modèle servira pour de futurs plans de développements de cette région. Ce travail a été réalisé en utilisant le logiciel Pétrel; c'est un programme de simulation numérique conçu par la compagnie de service pétrolière Schlumberger.

Chapitre I

GENERALITES SUR LE BASSIN D'ILLIZI

Chapitre II

CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE

I- Introduction :

Dans le cas d'une découverte d'un gisement d'huile ou gaz, une caractérisation des réservoirs est indispensable, dans le but d'estimer les réserves en place, et de déterminer les méthodes efficaces et économiques pour développer et produire ses contenues en huile et/ou gaz.

En général, l'objectif d'une caractérisation d'un réservoir et de construire un modèle géologique qui intègre toutes les données géologiques, sismiques et petrophysiques disponibles, afin de cartographier la distribution de la porosité, de la perméabilité et de la saturation en fluide.

Le réservoir est l'un des principaux éléments dans le système pétrolier, et qui permettra l'accumulation des hydrocarbures.

Pour caractériser les réservoirs existant dans le gisement de HNIA, nous avons utilisé le maximum de données disponibles à partir de descriptions de carottes, des études pétrographiques sur cette région, à partir des diagraphies, des rapports de fin de sondage pour quelques puits forés, et les études effectuées, sur les gisements voisins, notamment sur Tiguentourine, Hassi Messaoud et plus régionalement sur le district 3, réalisées par différentes compagnies pétrolières, ainsi que les travaux qui ont été effectués sur les affleurements, en particulier sur Tassili N'ajjer.

Pour réaliser cette étude les données de 16 forages ont été utilisées (Fig II-1). L'analyse de ces données a montrée l'existence de 04 réservoirs gréseux séparés par des intercalations argileuses (Fig II-2). L'âge de ces réservoirs varie entre le Cambrien et l'Ordovicien. Ils sont compactes et demeurent très peu connus, dont l'exploration est en cours, ce qui permettra de connaître leur potentialité notamment en gaz dans proche futur.

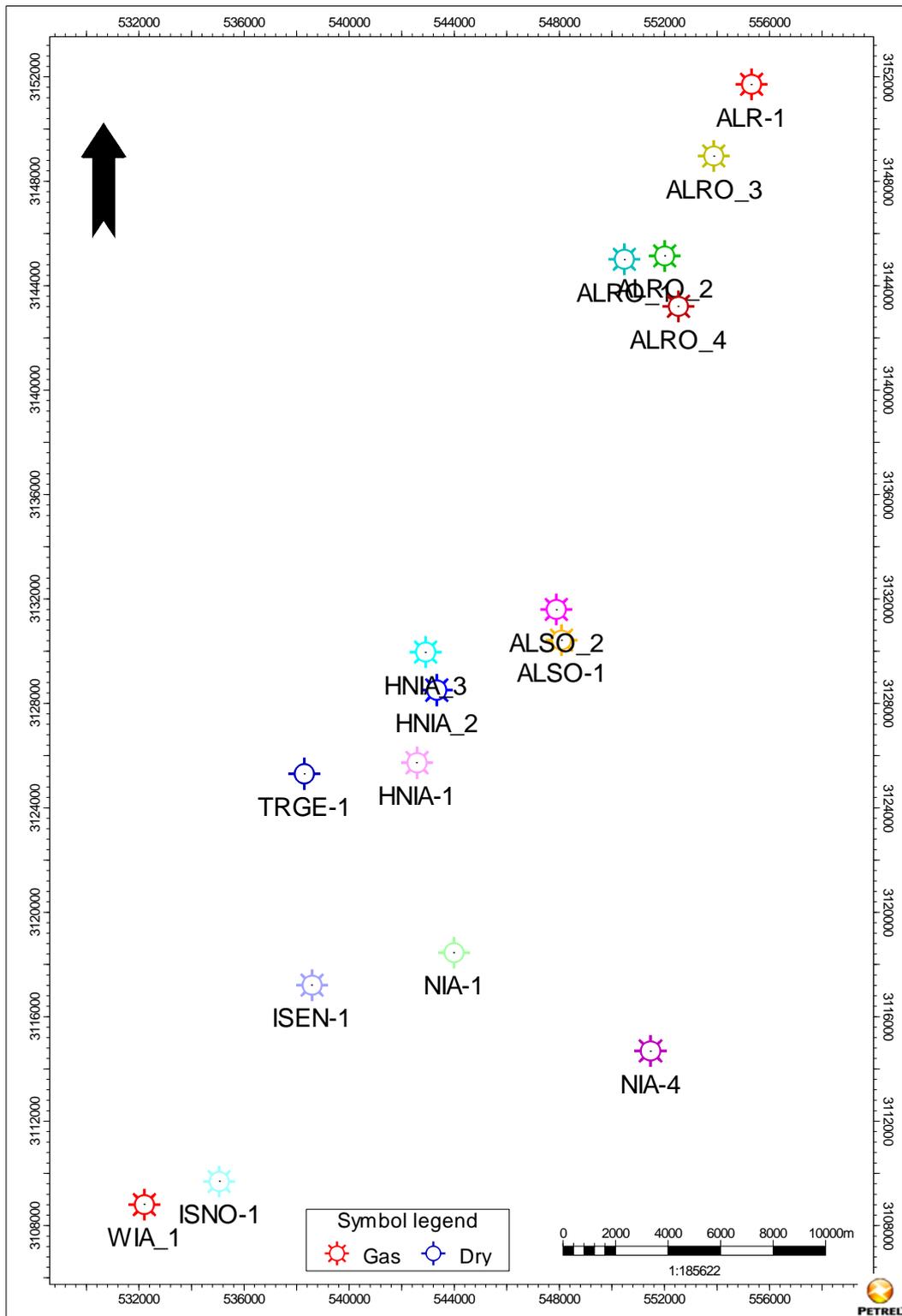


Fig II-1 : Carte de positionnement des puits dans la gisement de HNIA.

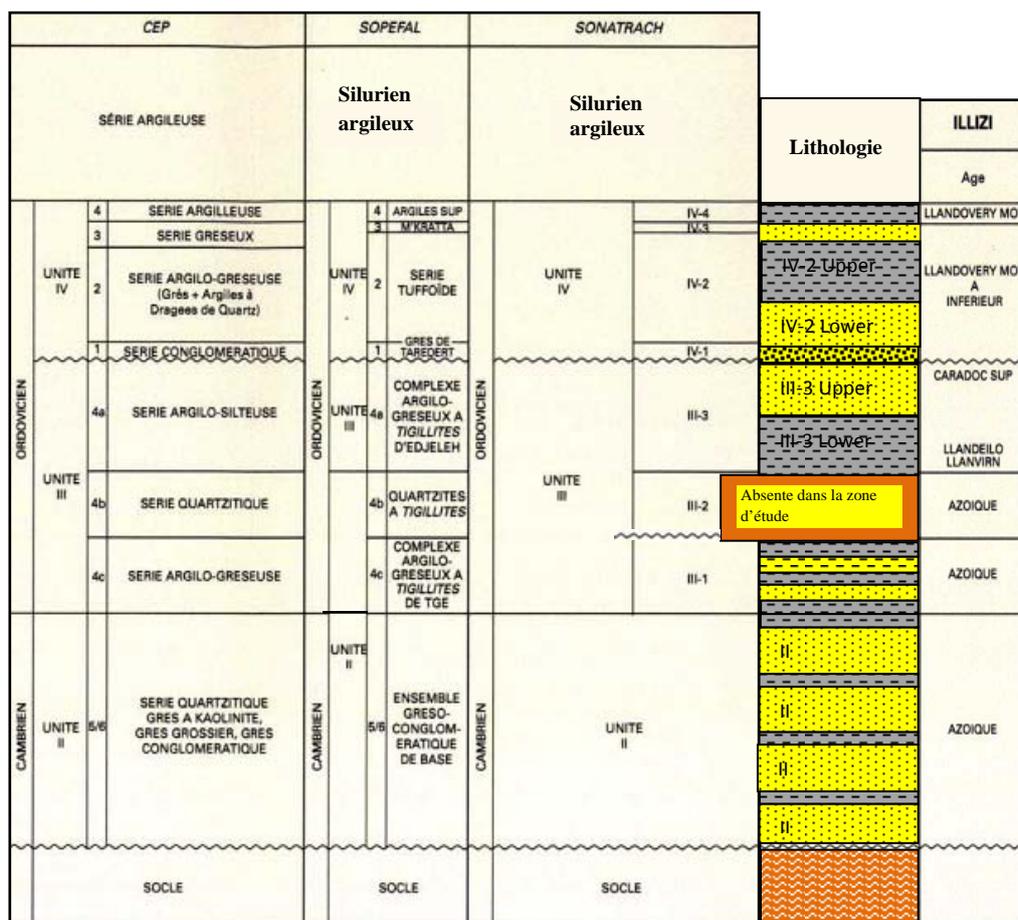


Fig II-2: Série-type du Paléozoïque du bassin d’Illizi au Cambro-Ordovicien et datation des quatre (04) réservoirs (Robertson, 2000, modifié).

II- La lithologie du Cambro-Ordovicien dans le gisement HNIA :

Les données disponibles à partir des descriptions de carottes et l’analyse des enregistrements diagraphiques, ainsi que les rapports de fin de sondages nous ont permis de découper le Cambro-Ordovicien du gisement HNIA en neuf (09) unités et sous unités (Fig II-3), qui sont de bas en haut :

- Unité II
- Unité III-1
- Unité III-3Lower
- Unité III-3Upper
- Unité IV-1
- Unité IV-2Lower
- Unité IV-2Upper
- Unité IV-3
- Unité IV-4

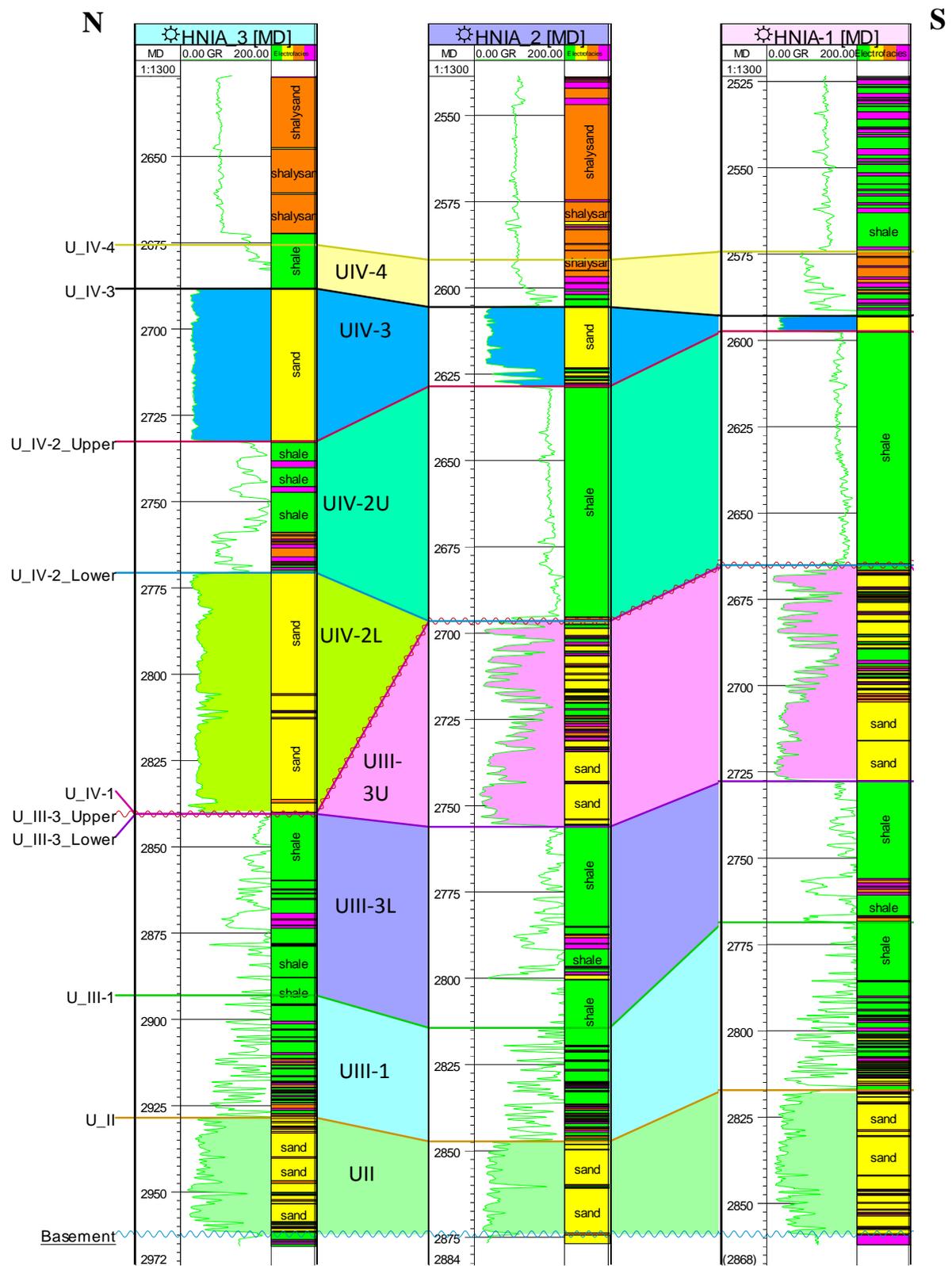


Fig II-3 : Les différentes unités du Cambro-Ordovicien du gisement HNIA (puits de référence HNIA-1, 2 et 3).

Ces unités ont fait l'objet d'une caractérisation en terme de lithofaciès rencontrés sur carottes, afin de mieux définir les environnements de dépôts et la géométrie des corps gréseux des principaux réservoirs cambro-ordoviciens, qui sont de bas en haut :

- Unité II.
- Unité III-3Upper.
- Unité IV-2Lower.
- Unité IV-3.

II-1- Définition des différents lithofaciès :

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

L'insuffisance des données de carottes dans la zone d'étude nous a obligé d'utiliser les descriptions des carottes disponibles à partir des puits voisins (analogue) dans le bassin d'Ilizi et qui ont traversés toute la série du Cambro-Ordovicien.

La codification des faciès, utilisée dans cette étude, est basée sur la méthode de Reijers et al.1993 [25].

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

- **Faciès fluviatile** : il regroupe les différents types de réseaux, les dépôts de la plaine d'inondation et de levée.
- **Faciès de plaine côtière** : il regroupe tous les faciès de transition (de barres, de plaine alluviale et tidal).
- **Faciès marin** : il est associé aux dépôts de shoreface et tous les dépôts marins plus ou moins profonds.

II-1-1- Facies fluviatile :

Selon l'analyse des données disponibles, nous avons distingué :

- **Faciès fluviatile en tresses :** il est formé de succession de chenaux d'origine fluviatile à faible sinuosité à la base. Chaque chenal est constitué de grès moyen à grossier, de couleur jaunâtre à grisâtre, par fois blanchâtre, mal classé, faiblement argileux par fois micacé. Les structures sédimentaires sont des stratifications entrecroisées. La bioturbation est rare. La base de chaque chenal est formée d'un microconglomérat de couleur jaunâtre à grisâtre dont les grains de quartz sont subarrondi. Vers le sommet, ces grès devient de moins en moins grossiers jusqu'à devenir fins et argileux, mal à moyennement classés, avec des stratifications entrecroisées et des stylolites tapissées de matière organique. Ces grès sont intercalés par de minces bancs centimétriques à décimétriques d'argile noire à stratification lenticulaire, très compacte et micacée, et de silt argileux.

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

La nature grossière et conglomératique de ces dépôts suggère un fort régime hydrodynamique représentée par un système fluviatile en tresse avec faible sinuosité. Les mesures réalisées par Beuf et al 1971 [7] sur les affleurements indiquent que ce système fluviatile s'est écoulé vers le NNW.

- **Faciès de plaine d'inondation :** il est constitué de silts et d'argiles essentiellement associées à de minces niveaux de grès très fins, mal classés, à laminations horizontales planes fréquentes. Les minces bancs argileux et silteux-argileux peuvent être des dépôts de levée, ou déposés dans des lacs temporaires. Des chenaux ont été développés et préservés à travers ces rivières en tresse, ils caractérisent les plaines d'inondation et sont souvent bioturbés.

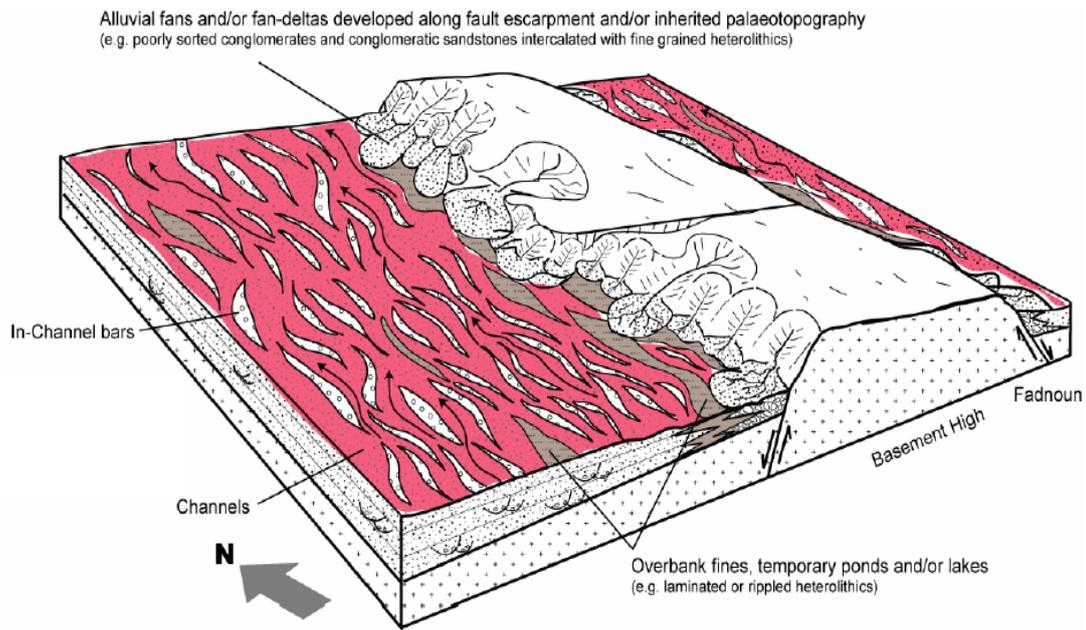


Fig II-4: Modèle sédimentologique montrant les dépôts fluviatiles en tresse (Beicip, 2008).

II-1-2 : Faciès de plaine côtière: ce sont des faciès intermédiaires entre les dépôts continentaux et marins. Ils présentent une forte influence tidale. On distingue :

- **Faciès de remplissage estuarien:** il est caractérisé par un faciès formé de grès fins à moyens, parfois grossiers et argileux, mal classés avec des structures sédimentaires de stratification entrecroisée et des drapages argileux. Les surfaces des bancs sont caractérisées par une bioturbation verticale. Ce type de faciès a été rencontré au sommet de l'unité II.
- **Faciès fluviale/Tidal :** il est formé de grès fin à très fin, blanchâtre à jaunâtre compacte argileux, moyennement classé à bien classé, à grains de quartz sub-arrondis à sub-anguleux. Il est intensément bioturbé dans le sens vertical. Les bancs de grès sont intercalés par de minces laminations d'argile noire très compacte, micacée et bioturbée et de silt noir et de silt argileux. La base de ce faciès est transgressive avec un Gama-ray dentelé, montrant une nette augmentation du pourcentage d'argile en altitude. Ce faciès a été déposé dans un milieu marin peu profond avec un régime

hydrodynamique faible, à influence tidal. Il est observable dans l'unité III-1, III-3, et par fois dans l'unité IV-2.

II-1-3 : Faciès marin : nous décrivons ici un faciès marin d'une façon générale indifférenciée, qu'il soit dominé par les vagues ou pas, on distingue deux types :

Le premier est formé de grès fins à moyens à rides alternants avec des argiles et silts noirs à gros graviers de quartz, il peut correspondre à des dépôts mixtes, marins avec influence fluvio-deltaïque (mouth bar) ou franchement marin. Ce faciès est observé dans l'unité IV-2 et IV-1.

Le deuxième type de faciès est constitué d'argile noire feuilletée, silteuse avec de très fines lentilles de grès fin ou silt. Ce sont les derniers dépôts marins de la phase glaciaire formant l'unité IV-4.

Code	Lithofaciès	Environnement de dépôt/ Association des faciès	Occurrence des Lithofaciès
-Mj, Hmr. -Hsr, -S*r et S*lr	-silt argileux -argile -hétérolitique grès argileux -grès fin avec stratification entrecroisée.	Smh : marin peu profond, avec un régime hydrodynamique faible. Wsi : influence tidal (lower shoreface) Wss : influence tidal (middle shoreface.	IV, III-3, III-1
-S*xr. -Mjr,Hmr	-grès moyen à grossier mal classé, avec stratification entrecroisée. -mince bancs d'argile et de silt-argileux	Ac : chenal (Alluvial channel sands) Ao : depots de levée (Alluvial overbank sands) Ssc : dépôts fluviatiles avec influence tidal	II
-Msd, Smd, Hsd, Hmd -S*l, S*r	-grès argileux, hétérolitiques, et argile. -grès fin à ride avec lamination entrecroisée	Wsm : vagues mixtes et influence fluviale (mouth bar) -Sst : depots de Talus (slope or basin floor(fans)) -Ssp : distal basin floor(fans)	IV-1, IV-2
-Msu	-Grès argileux ou grès à argile hétérolitiques -Argile noire	Ti : influence tidal (intertidal flats) Tc : influence tidal (tidal channels)	IV-4
-S*x -S*l, S*x	-grès fin, moyen à grossier, mal classé avec stratification entrecroisée. - grès fin, avec lamination plane et ride avec lamination entrecroisée.	Ac : chenal (alluvial channel sands) Ao : Levée (grès)	IV-3

Tableau II-1 : Codification des lithofaciès (Robertson, 2000)

III- Stratigraphie

Des datations ont été réalisées par le centre de recherche et de développement (CRD, SONATRACH) pour le compte de la Division Exploration, sur les réservoirs cambro-ordoviciens, tableau II-2 au dessous et tableau 1 dans l'annexe.

Dans le but d'actualiser les données stratigraphiques disponibles sur les réservoirs cambro-ordoviciens, une datation a été réalisée sur deux puits de la région d'étude. Le choix des puits s'est porté sur le fait que le puits WIA-1 présente un complexe terminal (UIV) complet très épais du fait de sa situation dans une paléo-vallée, et que le puits HNIA-1 est situé dans un interfleuve et traverse une série complète de tout le Cambro-Ordovicien.

L'Ordovicien supérieur a été daté par :

- CHITINOZOAIRES

Le Cambrien est azoïque au niveau des puits considérés.

Chronostratigraphie		Stratigraphie selon Sonatrach			Palynozones	
		Unités	Formations	Lithostratigraphie		
ORDOVICIEN	ASHGILL UP.CARADOC	IV	FORMATION DE TAMADJERT	COMPLEXE TERMINAL	F	F2 F1
	LR.CARADOC LLANDEILO UP.LLANVIRN LLANVIRN UP.ARENIG	III.3	FORMATION D'IN TAHOUITE	ENSEMBLE ARGILO- GRESEUX SUP	E	
	MID ARENIG	III.2	Absente dans la zone d'étude	GRES INTERMEDIARES	D	D2 D1
	LR.ARENIG LR.TREMADOC	III.1	FORMATION DE VIR DU MOUFLON	ARGILO-GRESEUX INFERIEUR		C2 C 1 B2 B1
CAMBRIEN		II	FORMATIN DE TARADJILI	ENSEMBLE CONGLOMERATIQU E DE BASE	A	

**Tableau II-2 : Chronostratigraphie du Cambro-Ordovicien dans le bassin d'Ilizi
(Sonatrach et BP, rapport interne 1994)**

IV- Présentation des réservoirs cambro-ordoviciens du gisement

HNIA :

Seize (16) forages ont traversés le Cambro-Ordovicien dans le gisement HNIA (Fig II-1), la limite de l'Ordovicien supérieur est donnée par un contraste lithologique bien visible en diagraphie. Il arrive, également dans certains sondages, qu'on ait directement un contact argile de l'unité IV-4 ou unité IV-2U (puits NIA-1 et NIA-4) et argile du Silurien, sans niveaux de grès à la limite des deux ensembles. Le Cambro-Ordovicien est caractérisé par des séries argilo- gréseuse avec des épaisseurs très importantes pouvant dépasser les 200 m. Les analyses des données disponibles des sondages traversés ont montrés une succession d'unités réservoirs très importante de par leurs extensions et leurs épaisseurs.

D'une façon générale, nous ne considérons que les niveaux réservoirs, qui sont plus ou moins continus dans la région d'étude. On distingue quatre (04) niveaux réservoirs, plus l'unité III-1, ces niveaux gréseux sont intéressants sur le plan réservoir à l'échelle du bassin, mais ils montrent une très faible potentialité réservoir au niveau de la zone d'étude (gisement HNIA), nous distinguons de bas en haut (Fig II-5) :

- unité II.
- unité III-3Upper.
- unité IV-2Lower.
- unité IV-3.

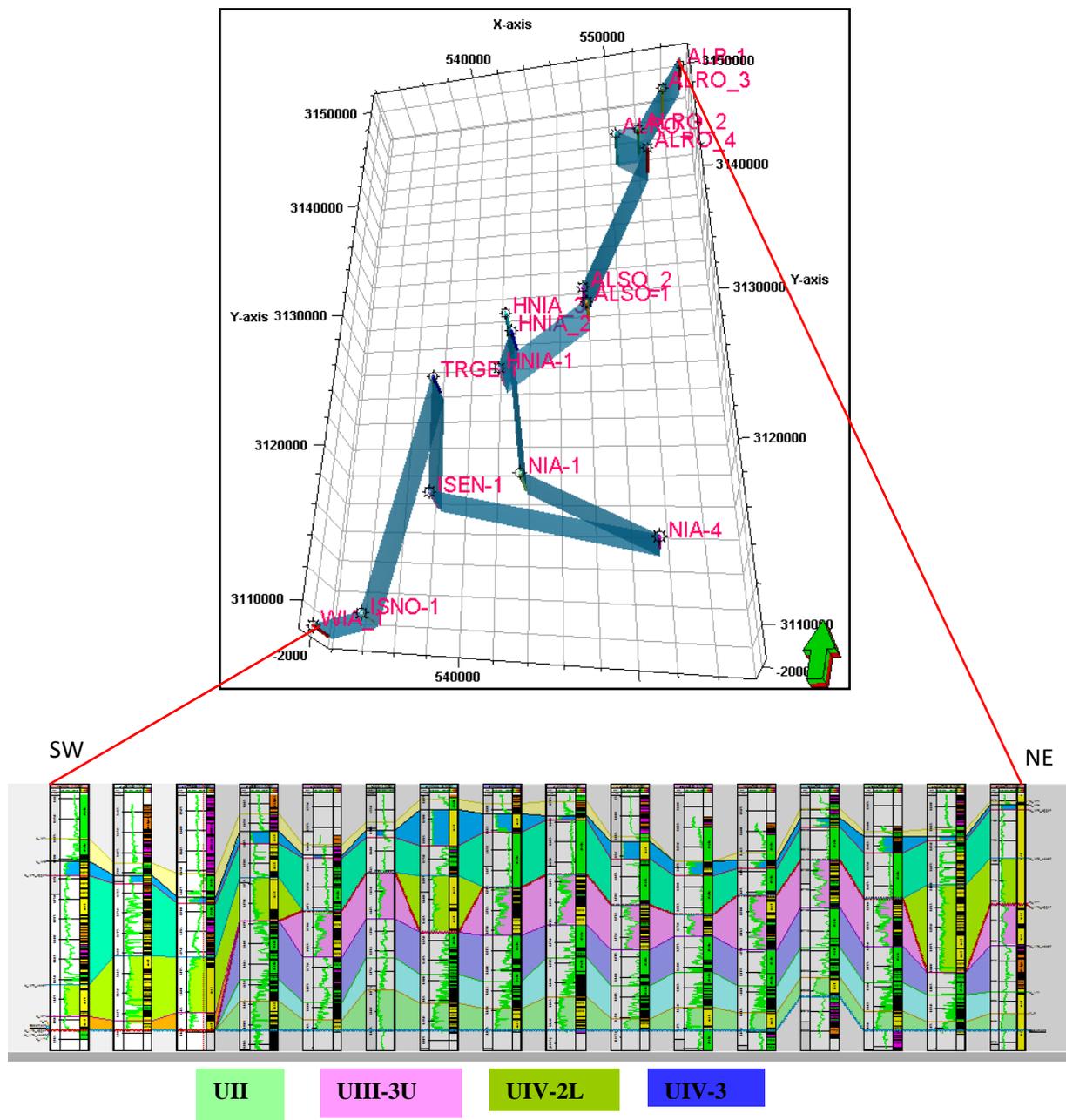


Fig II-5 : Profil choisi dans la région d'étude montrant les quatre (04) principales unités réservoir.

IV-1- Réservoir de l'unité II :

En général, 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. Elle commence à la base par des conglomérats grisâtre à blanchâtre à gros éléments de quartz d'épaisseur centimétrique, surmontée par une succession de chenaux d'origine fluvatile formés de grès grossier de couleur jaunâtre à blanchâtre, mal classé, et faiblement argileux avec des stratifications entrecroisées, passant à des grès moyens de même couleur, compacts, silicifiés, micacés et mal classés avec la première apparition de la bioturbation.

Vers le sommet, une succession de chenaux tidaux constitués de grès fin à moyen, par fois grossier, argileux très compact, bioturbé dans le sens vertical (Fig II-6). On note aussi la présence de fractures ouvertes et semi ouvertes tapissées d'oxydes. Cette unité repose en discordance sur le Socle. Elle représente l'extension la plus importante puisqu'elle s'étale plus au moins régulièrement sur tout le gisement HNIA avec des épaisseurs variant entre 9.55 m à ALRO-3 au Nord et 49.58 m à NIA-1 vers le Sud, à l'exception de l'extrême Sud-ouest où elle s'amincit progressivement pour disparaître dans les puits WIA-1, ISNO-1 et TRGE-1 à cause de l'érosion glaciaire ou de non déposition.

Elle présente une épaisseur utile/épaisseur total (N/G) assez élevée de l'ordre de 0.5 à 0.7 %, et des porosités moyennes relativement faibles de 5 à 6%.

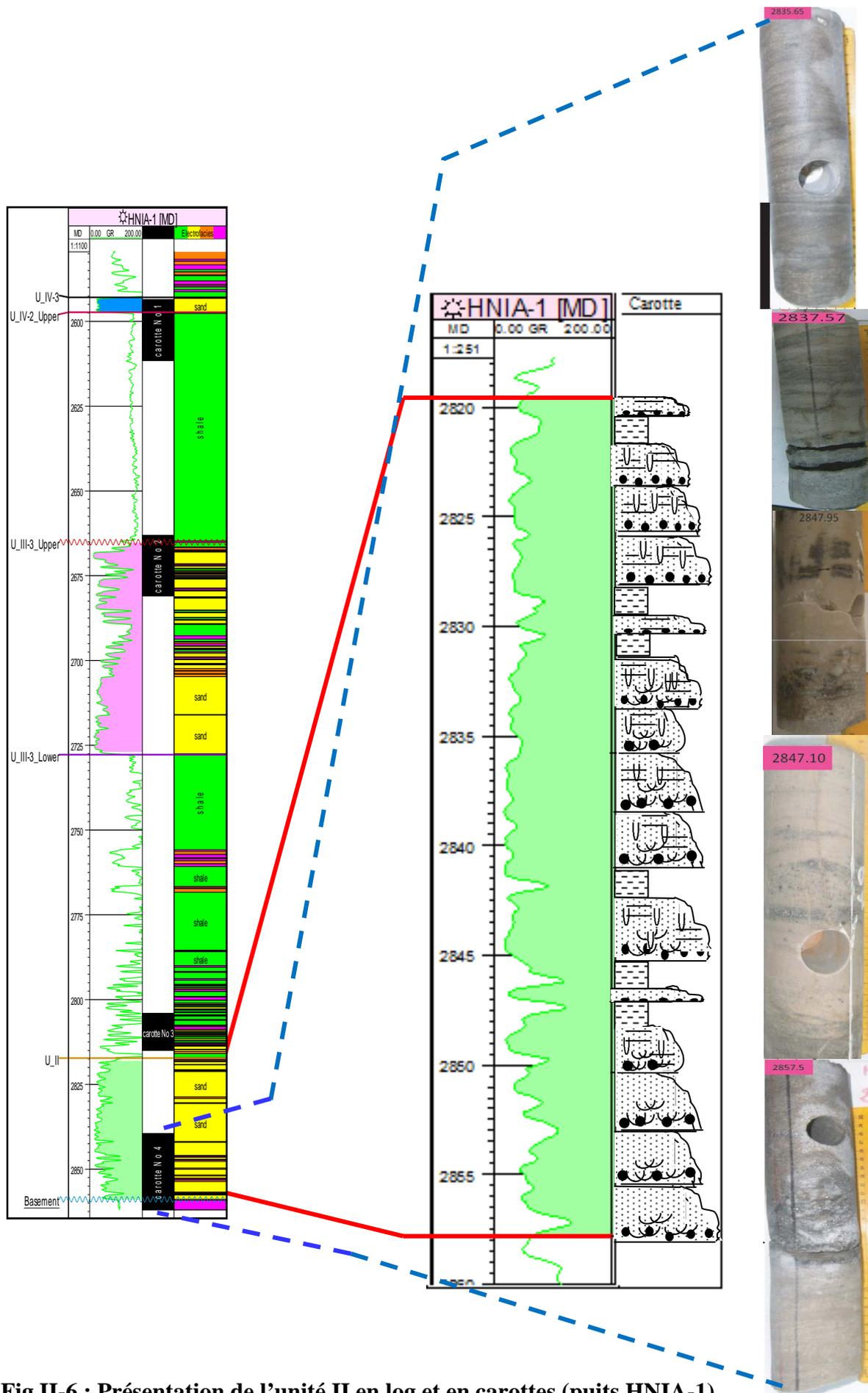


Fig II-6 : Présentation de l'unité II en log et en carottes (puits H尼亚-1).

IV-2- Réservoir de l'unité III-1 :

Appelé "vire du mouflon" en affleurement, c'est un ensemble grès-argileux qui repose en continuité sur l'unité II du Cambrien où la coupure est souvent difficile à établir. Les niveaux réservoirs sont constitués par de grès fin à très fin silico-argileux à tendance quartzitique, blanchâtre à jaunâtre, compacte, et intensément bioturbé dans le sens vertical (présence de tigillites). 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. Les porosités sont très faibles de l'ordre de 5% en moyenne, avec des perméabilités inférieures à 0.1 md. Ces niveaux réservoirs s'étendent sur la majeure partie du gisement HNIA en suivant l'extension de l'unité II avec des épaisseurs relativement constantes sur l'ensemble du gisement. Elle est aussi absente dans la partie Sud-ouest aux niveaux des puits WIA-1, ESNO-1 et TRGE-1.

IV-3- Réservoir de l'unité III-3Upper :

Elle est considérée comme étant l'un des réservoirs les plus importants dans le gisement HNIA. Elle est constituée en générale par deux bancs de grès fin à moyen de couleur grise, à blanche très bioturbé, intercalé par des argiles. Elle débute par un banc gréseux bien définie en diagraphie, il devient argileux vers le milieu de l'unité. Le sommet est plus ou moins gréseux avec intercalation d'argile. En Gamma ray, elle se présente sous forme de cloche à la base, et d'entonnoir au sommet (Fig II-7). Cette sous unité est facile à distinguer de la sous unité III-3Lower avec un net et brusque contact (sharp contact), qui est souvent facile à établir. Elle forme la base du paléo-vallée, et dans tous les forages où elle existe, elle est superposée par l'unité IV-2upper avec un brusque contact qui se présente comme une surface d'érosion ou une discordance de ravinement glaciaire (discordance Taconique). A l'exception du puits ALR-1 où elle est surmontée par l'unité IV-2lower, avec un contact difficile à établir, l'unité III-3 d'une manière générale, présente une plus grande extension et correspond au maximum d'extension de la mer ordovicienne. L'épaisseur de l'unité III-3upper est relativement constante et varie entre 51.47 m à ALR-1 et 67.58 m à ALRO-4, à l'exception du puits ALSO-2 où nous enregistrons seulement 26.75 m. Elle est totalement absente dans la partie West et Nord-ouest du gisement HNIA (HNIA-3 et ALRO-3) et au Sud-ouest (TRGE-1, ESEN-1, ISNO-1 et WIA-1). La porosité moyenne est de 7 %.

Les zones les plus intéressantes sur le plan réservoir se trouvent dans les grès de la base et du sommet de l'unité.

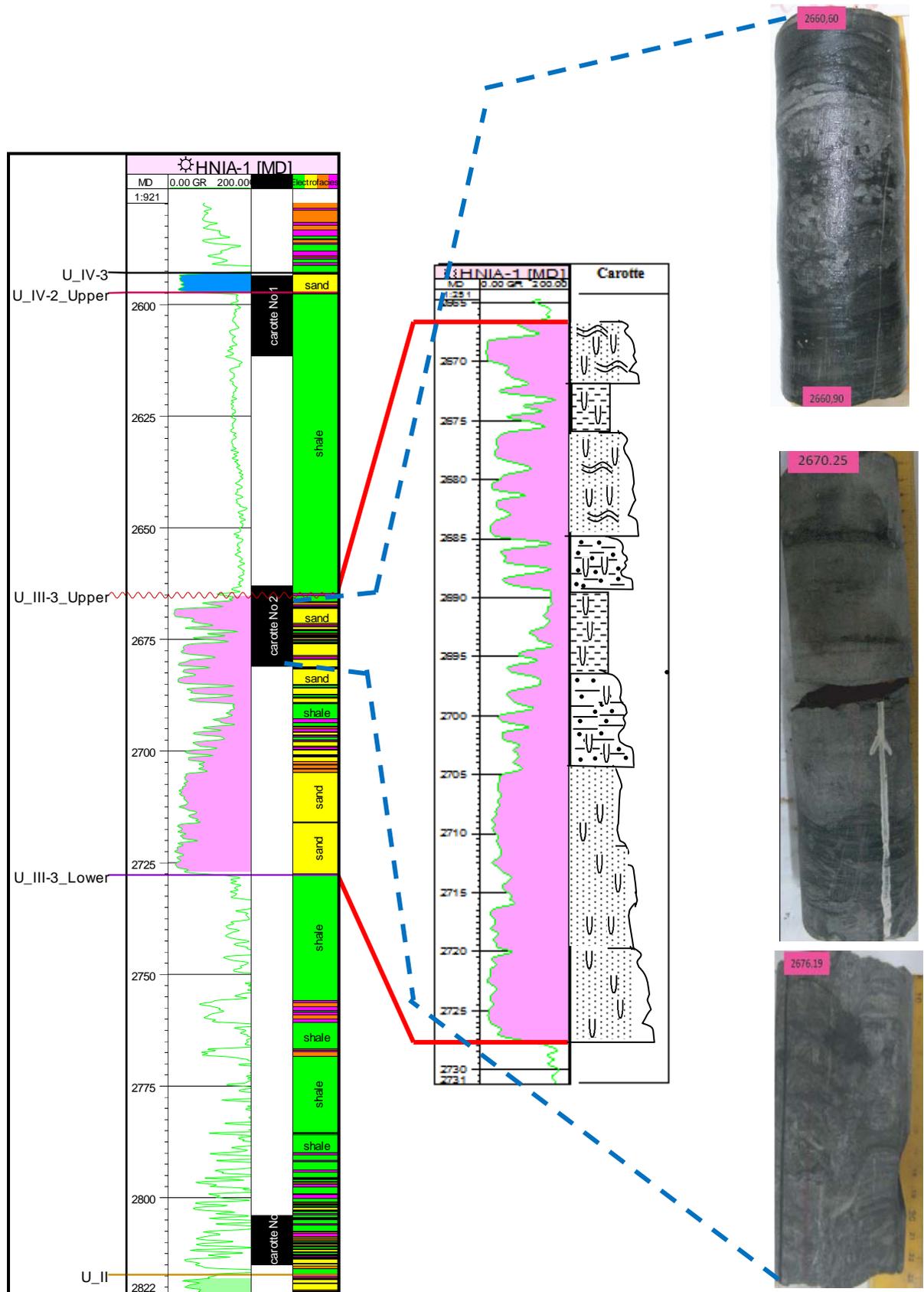


Fig II-7 : Présentation de l'unité III-3upper en log et en carottes (puits HNIA-1).

IV-4- 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 des données disponibles. Les niveaux réservoirs sont composés de grès fluviatiles de l'unité IV-3 et de faciès de barre ou marin d'unité IV-2Lower. Les profils sismiques (Fig II-8), montrent le caractère très variable de cette unité. Elle est complète au niveau des dépressions (paléo-vallées), et réduite au niveau des zones hautes (interfleuves).

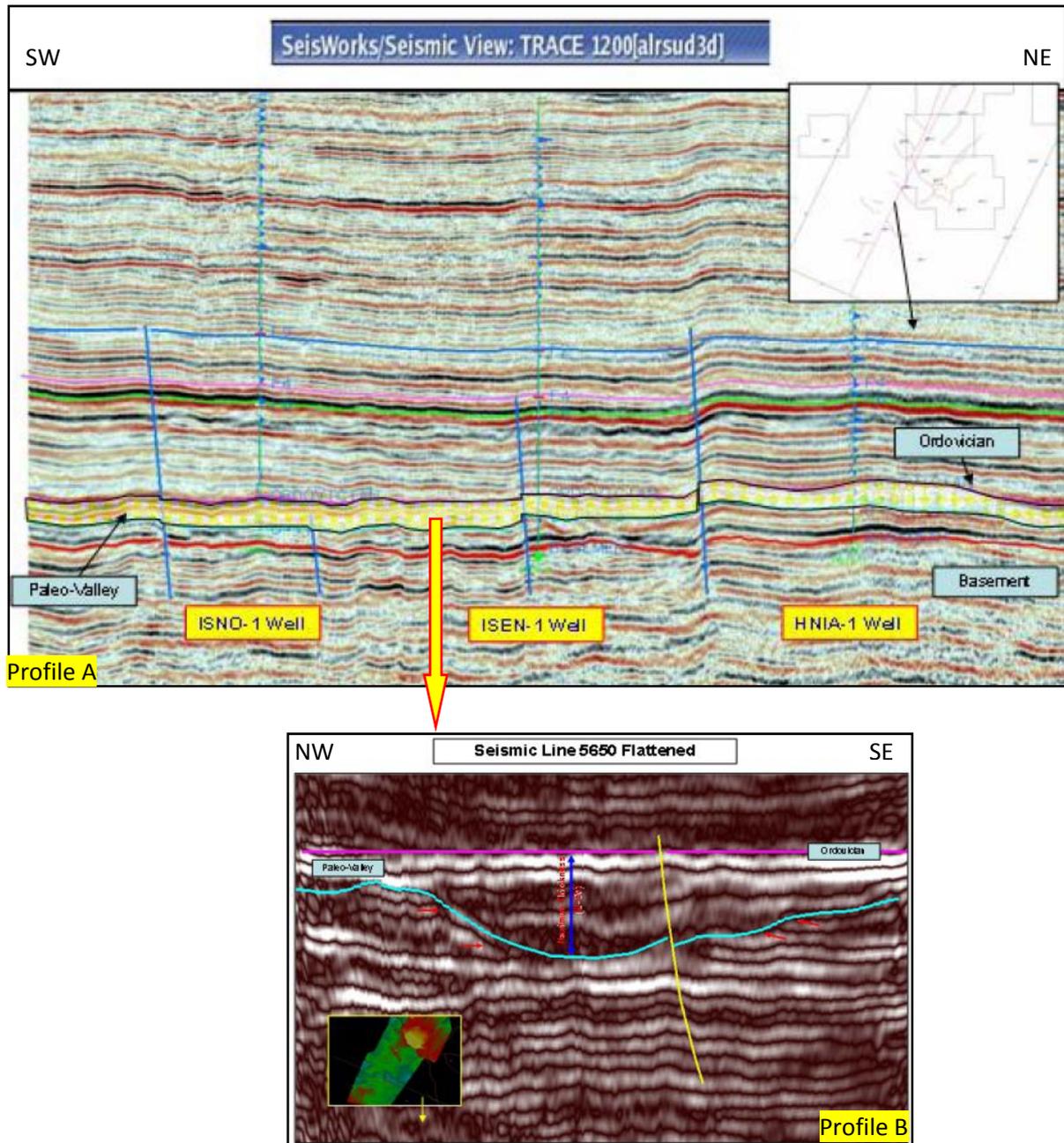


Fig II-8 : Profils sismiques A et B montrant les variations de faciès et d'épaisseurs de l'unité IV de l'Ordovicien au niveau des dépressions (paléo-vallées), et au niveau des zones hautes (interfleuves), (Halliburton, 2009)

IV-4-1- Le réservoir de l'unité IV-2Lower :

Elle 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, ce faciès est le plus épais avec des épaisseurs très variables, qui peuvent aller de 38.68 m à WIA-1 au 110.36 m à ALRO-3 successivement. Elle peut correspondre à des dépôts mixtes, marins à influence fluvio-deltaïque ou franchement marin. Elle se repose soit sur l'unité III (puits ALRO-3 et HNIA-3) et dans ce cas la coupure est facile à distinguer, formant la discordance de ravinement glaciaire, soit en continuité sur l'unité IV-1 (puits WIA-1, ISNO-1 et TRGE-1) et là, la coupure est difficile à établir. Elle est présente au Nord du gisement HNIA uniquement dans les puits ALR-1 et ALRO-3. Elle se trouve aussi à l'Ouest et au Sud-ouest (puits HNIA-3, TRGE-1, ISEN-1, ESNO-1, et WIA-1) avec des épaisseurs qui varient entre 38.68 m (WIA-1) et 69.40 m (HNIA-3).

L'épaisseur de l'unité IV-2lower dans cette zone reflète la position qu'occupaient ces puits par rapport à l'axe principal de la paléo-vallée (voir annexe: fig 1).

IV-4-2- Le réservoir de l'unité IV-3 :

Elle 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, est relativement homogène.

Son épaisseur est faible dans toute la zone d'étude, mais, son importance réside dans son extension spatiale. Elle s'étend sur l'ensemble du gisement HNIA et à été rencontrée dans tous les sondages avec des épaisseurs qui varient entre 4.16 m (HNIA-1) et 44.03 m (HNIA-3), à l'exception des puits NIA-1 et NIA-4 où elle est absente avec un caractère argileux. Elle correspond à des dépôts fluviaux en tresse (Fig II-9). La porosité moyenne est de l'ordre de 7 %.

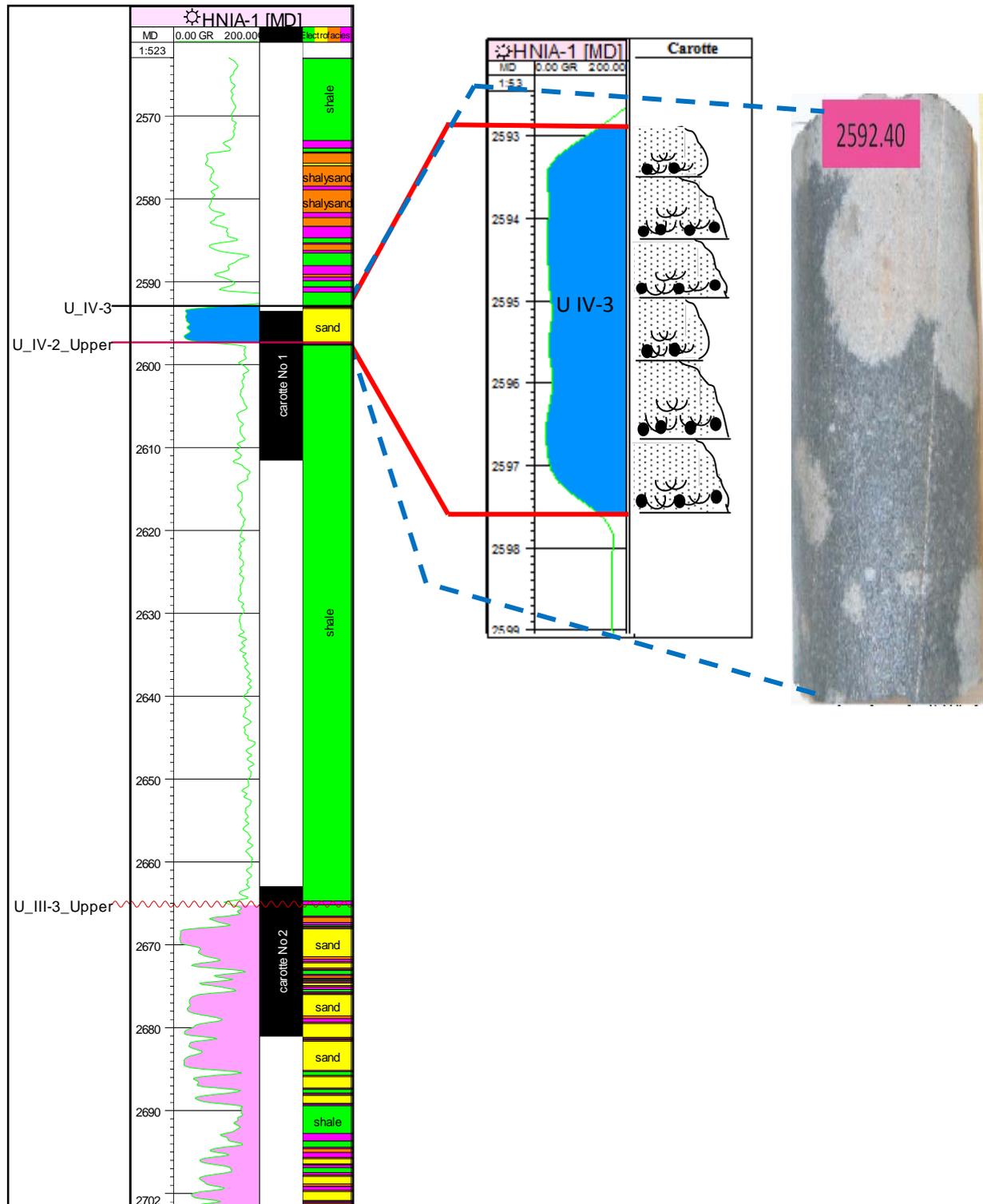


Fig II-9 : Présentation de l'unité IV-3 en log et en carottes (puits HNIA-1).

V- Stratigraphie séquentielle et géométrie des réservoirs :

V-1- Introduction :

La stratigraphie séquentielle est un nouveau concept qui a été développée pour étudier et interpréter les environnements sédimentaires en temps et en espace. Elle combine la lithostratigraphie, la biostratigraphie avec l'analyse de faciès pour définir les différentes strates, dont leur déposition est contrôlée par la fluctuation du niveau de la mer et le changement du rapport des sédiments [4]. Par définition, La stratigraphie séquentielle est une méthode qui permet de définir les repères chronostratigraphiques, à l'échelle globale, celle-ci est basée sur des discordances ligne-temps d'origine eustatiques encadrant des unités génétiques de dépôts [31]. Cette technique a été initialement développée dans un premier temps en domaine marin de plateforme par les compagnies pétrolières dans le but d'améliorer les méthodes de corrélations, afin de mieux prévoir de nouveaux potentiels réservoirs à hydrocarbures. Le domaine de plateforme a été choisi dans le but de décrire les fluctuations du niveau marin et que cette zone soit particulièrement sensible à ces variations. C'est le cas du premier modèle défini par Vail et al, (1971), basé essentiellement sur les marges continentales passives. Les principaux paramètres de ce modèle se résument en :

- Les variations du niveau marin
- La subsidence et soulèvement
- Les apports sédimentaires qui régissent l'espace disponible (Espace d'accommodation).

En générale, la stratigraphie séquentielle s'appuie sur l'importance de l'espace (Accommodation) créé par les fluctuations du niveau marin pour accommoder le sédiment flux, que se soit fluviatile ou marin. Deux termes en relation sont introduits :

- **Le profil d'équilibre ou le profil de déposition** : c'est une courbe topographique inclinée, qui relie la source des sédiments fluviatiles avec le niveau de la mer. S'il ya un changement dans le taux des sédiments fournis, ou de l'espace créé, il y aura automatiquement des phénomènes d'ajustement pour préserver l'équilibre, tel que une transgression ou une régression dans le domaine marin, et déposition ou érosion dans le domaine continentale.

- **Le niveau de base** : le niveau de base est une surface abstraite oscillant au-dessus ou en dessous de la surface physique de la terre. Cette surface est associée à un flux sédimentaire allant de la zone d'érosion vers la zone de dépôt. Lorsque le niveau de base passe sous la topographie il y a érosion. Inversement, si le niveau de base passe au-dessus de la topographie, il y a dépôt. Les variations du niveau de base forment ainsi des cycles de dépôts - érosions. Ces variations sont à l'origine des discontinuités sédimentaires.

V-2- Interprétation séquentielle :

L'application de la stratigraphie séquentielle au niveau de la région d'étude (gisement HNIA), qui appartient à la plate forme Saharienne a été réalisée sur la base de données de carottes disponibles, de géologie de terrain, de logs diagraphiques (GR, Sonic, Neutron-densité et Résistivité) et à partir des travaux réalisés au voisinage de la zone d'étude, tels que les datations, et même les études qui ont été faites auparavant à l'échelle du bassin d'Illizi.

Dans la région d'étude (gisement HNIA) 16 puits ont traversé la série du Cambro-Ordovicien, dont une grande variation de faciès et d'épaisseur a été observée d'un sondage à un autre. La coupe géologique schématique (Fig II-10) réalisée à travers la zone d'étude, commençant par le puits HNIA-1, situé au Nord-ouest et passant par le puits NIA-1 au Sud et ISNO-1 et WIA-1 au Sud-ouest, montre que la surface de ravinement glaciaire s'approfondie en allant vers le Sud-ouest formant la paléo-vallée où l'unité IV (Complexe terminale) est complète et repose directement sur le socle précambrien. Dans le reste de la zone d'étude, toutes les unités du Cambro-Ordovicien (IV, III et II) sont relativement présentes et forment une séquence de dépôts plus ou moins complète.

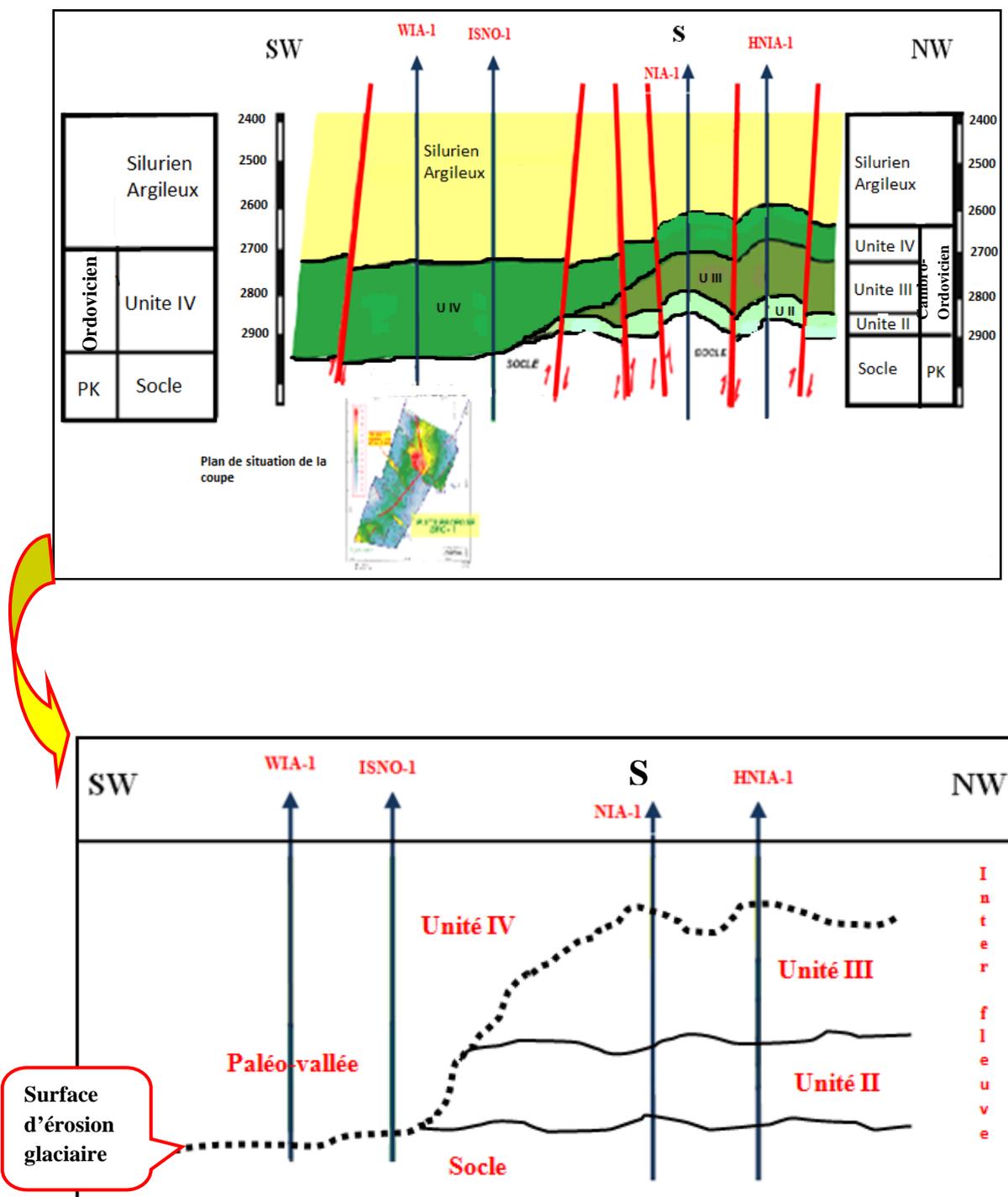


Fig II-10 : Coupe géologique schématique passant par les puits WIA-1, ISNO-1, NIA-1 et HNIA-1, montrant les dépôts du Cambro-Ordovicien dans la zone d'étude.

Plusieurs travaux ont été réalisés sur les dépôts du cambro-ordovicien en terme de stratigraphie séquentiel. BP exploration et Sonatrach ont devisés le Cambro-Ordovicien en huit (08) séquences, Vail (1987) a identifié trois (03) séquences de 3^{ème} ordre, tandis que l'étude effectuée par Sonatrach–Robertson (2000) sur les dépôts cambro-ordoviciens dans le bassin d'Ilizi a pu définir trois (03) séquences de 1^{er} ordre basé sur le travail de Ferikine et Abdallah (1998). A partir de cette dernière étude nous avons essayé de reconnaître les trois séquences au niveau de la zone d'étude (HNIA) (Fig II-11).

- **La séquence S1 :** elle est d'âge Cambrien supérieur-Ordovicien inférieur. La base de cette séquence est représentée par la discordance pan-Africaine qui sépare les roches métamorphiques du socle aux grès du cambrien, et qui forme la limite inférieure (SB1) de cette séquence. Les dépôts de sa partie basale correspondent aux grès moyens à grossiers, microconglomératiques de l'unité II, facile à reconnaître en GR en forme cylindrique à caractère granodécroissant (fining upwards), et qui ont été déposés dans un système fluviatile en tresse durant low stand système track LST. La séquence débute par une progradation évoluant à une aggradation vers le sommet caractéristique d'un LST. Ces grès sont intercalés de minces passés d'argiles noires à stratification lenticulaire, très compactes et micacées, et de silts argileux. Vers le sommet de l'unité II, la granulométrie décroît, les grès deviennent moyens à fins, passant à des silts argileux et des argiles noires compactes correspondant aux dépôts de l'unité III-1. Ce changement dans la taille des grains et la nature des sédiments pouvant traduire un approfondissement du milieu de déposition correspondant au transgressive système track TST , qui passe progressivement d'un milieu fluviatile à la base de l'unité II, à un milieu marin peu profond. La limite supérieure SB2 de cette séquence est tronquée par la discordance intra Arénigienne qui est difficile à distinguer dans la zone d'étude.
- **La séquence S2 :** elle est datée Arenig à Caradoc. A l'échelle du bassin, elle comprend l'unité III-2 et III-3. Mais, au niveau de la zone d'étude l'unité III-2 est complètement absente dans tous les sondages, due probablement à l'érosion ou non déposition. Sa limite inférieure SB2 correspond à la discordance intra Arinigienne qui est souvent difficile à établir sur diagraphie, et sa limite supérieure SB3 correspond à la discordance taconique. Cette dernière est caractérisée par une base érosive atteignant le Socle par endroit, représentant la surface d'érosion ou de ravinement glaciaire. Donc, cette séquence est constituée principalement par l'unité III-3, qui a été

déposée à partir du milieu de TST et durant le HST. Le TST est représenté par des dépôts argileux, intercalés avec de minces niveaux de grès fins formant l'unité III-3lower, déposée dans l'environnement du talus proximale. Durant le HST, l'unité III-3upper s'est déposée dans un milieu marin peu profond de shoreface avec influence tidale. Elle est caractérisée par des bancs de grès fin à moyen, de couleur grise, à blanche très bioturbé, intercalé par des argiles. Ces bancs gréseux forment un bon réservoir dans la zone d'étude. Cette séquence est tronquée en son sommet par la discordance taconique.

- **La séquence S3 :** daté d'âge Ashgillien. Elle est constituée par les dépôts de l'unité IV ou le complexe terminale. Elle admet comme limite inférieure SB-3, la surface du ravinement glaciaire ou la discordance taconique, et comme limite supérieur SB-4, la base des argiles noires, radioactives à graptolithes du Silurien inférieur. Cette séquence présente de grandes variations d'épaisseur et de faciès à travers le bassin d'Ilizi, et en particulier au niveau du gisement HNIA. Trois séquences de second ordre ont été identifiées S3-1, S3-2 et S3-3 [23]. Le caractère de ces séquences, leur extension latérale et même leur définition en terme de faciès, sont extrêmement variable, résultant à des variations dans la composition des systèmes tracts d'un sondage à un autre.

- **La séquence S3-1 :** a l'échelle du bassin, cette séquence représente le plus distal faciès dans l'Ordovicien supérieur, en terme de milieu de déposition, associé avec le niveau le plus élevé de la mer à cette époque. Elle a été déposée durant le TST, qui représente la première transgression de la mer et inondation de la paléo-vallée, permettant la déposition des premiers dépôts glaciaires. Ces dépôts sont constitués par des argiles gréseuse, micacées, par fois schisteuses avec des galets (pebbles) qui peuvent être des dépôts glaciaires (dropstones), formant ce qui est connu localement comme étant des argiles micro-conglomératiques. Elle est séparée de la séquence S3-2 par une surface de ravinement (SB3-1). Au niveau de la zone d'étude cette séquence est représentée par les dépôts de l'unité IV-1, elle a été identifiée uniquement dans les puits TRGE-1, ISNO-1, et WIA-1 et située dans l'axe de la paléo-vallée.

- **La séquence S3-2 :** formée d'un TST, suivi d'un HST, correspondant à la mise en place d'un système fulvio-deltaïque, représentée par des dépôts de grès fins à moyens à rides alternants avec des argiles et silts noires à gros graviers de quartz. Ces grès

forment les dépôts de l'unité IV-2lower qui constituent un bon réservoir dans la zone d'étude. Elle est surmontée par des dépôts argileux-gréseux, noirs compactes très micacées, alternées par de minces niveaux gréseux par fois micro-conglomératiques formant les dépôts de l'unité IV-2upper. Ces dépôts sont déposés dans un milieu plus ou moins distal durant un avancement brusque de la mer (fin du TST au HST). Cette variation des dépôts traduit une sédimentation très instable et rapide.

- **La séquence S3-3** : elle correspond aux dépôts de l'unité IV-3, et peut être une partie de l'unité IV-4. La base de cette séquence SB3-3 est marquée par une régression et par conséquent un changement de faciès de l'argile du précédent HST de l'unité IV-2upper aux dépôts fluviatiles en tresse de l'unité IV-3, qui sont représentés par un LST, caractérisé par des grès souvent moyen, parfois fin et grossier, siliceux, avec de fins niveaux conglomératiques. Ces grès forment le meilleur réservoir de l'unité IV et peut être de toute la zone d'étude. La limite supérieure de cette séquence SB4-4 est marquée par un approfondissement brusque de la mer du domaine du shoreface au domaine offshore, matérialisée par la déposition des argiles noires à graptolites du Silurien. (Fig II-11)

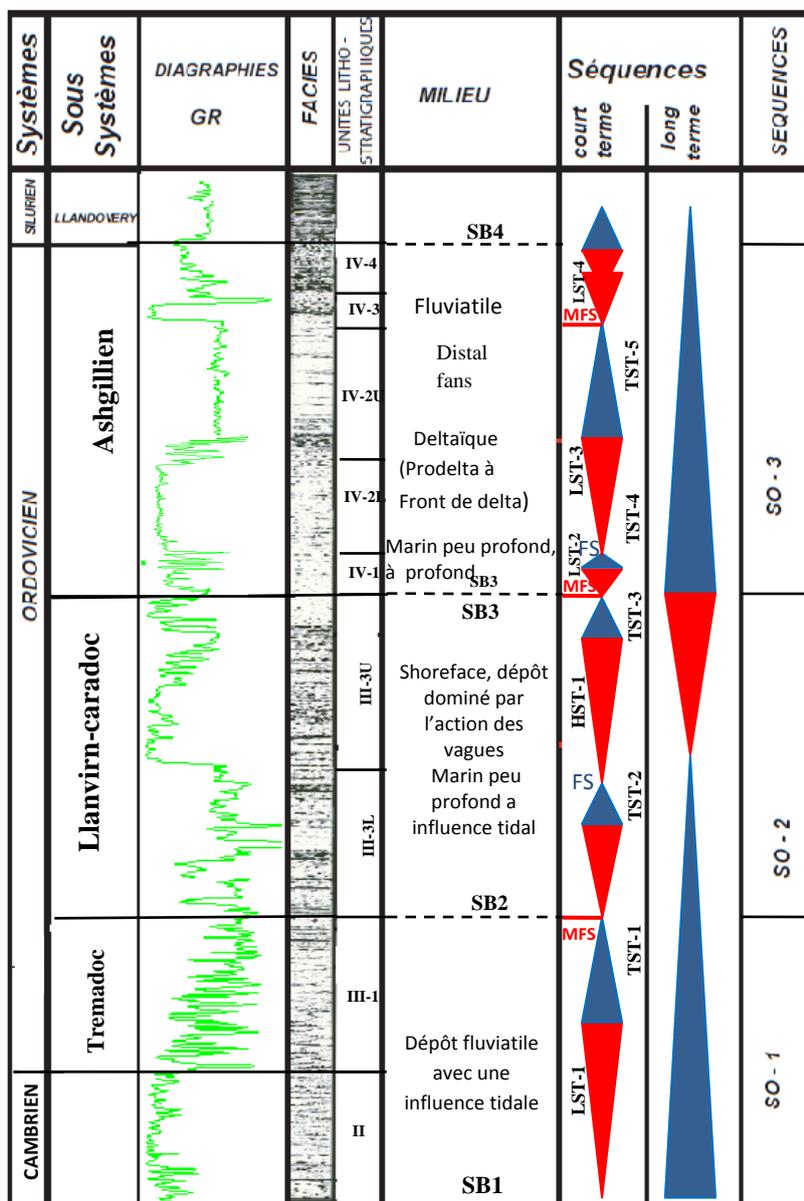


Fig II-11 : Séquences stratigraphiques du cambro-ordovicien (Robertson, Rapport Sonatrach, 2000, modifié)

V-3 - Architecture 2D des réservoirs cambro-ordoviciens :

V-3-1-Méthode de corrélation :

En général, la corrélation entre les sondages est réalisée dans le but de comparer les mesures dans chaque log pour le même type de formation [18]. Une fois, ces mesures sont établies pour chaque formation, nous pouvons corréler entre eux, et par conséquence, suivre l’extension spatiale des niveaux réservoirs et définir la géométrie et la répartition des corps gréseux, ainsi que, de comparer leurs caractéristiques petrophysiques d’un sondage à un autre.

Cette corrélation est essentiellement lithostratigraphique, basée sur la description des faciès à partir des carottes disponibles, et surtout à partir des enregistrements diagraphiques (GR, Neutron-Densités, Sonique, et Résistivités...etc). La problématique dans les réservoirs cambro-ordoviciens au niveau de la zone d'étude réside dans la complexité de leurs dépôts, qui rendent leur corrélation difficile, du fait des variations latérales de faciès et d'épaisseurs très fréquentes surtout au niveau de l'unité IV. Ainsi, le découpage et la distinction des bancs à partir d'une succession de corps de chenaux fluviaux ou marin peu profond (constituant une partie assez représentative des environnements de dépôts de la région d'étude) est extrêmement difficile et moins fiable, à cause du manque de données, surtout les descriptions de carottes, qui ne sont pas disponibles dans chaque sondage, et ne représentent pas toute la section du cambro-ordovicien étudiée (taux de récupération faible).

V-3-2- Interprétation des corrélations diagraphiques :

Cinq (05) profils de corrélation couvrant l'ensemble du gisement HNIA ont été réalisés. Sur ces profils de corrélation toutes les unités décrites précédemment ont été reconnues 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 corrélations montrent que les réservoirs du Cambro-Ordovicien sont relativement continus sur toute la région d'étude et sujets à des variations rapides de faciès et d'épaisseurs.

- **Profil 1:** il a été réalisé dans la partie Nord et Nord-est du gisement HNIA (zone d'étude). Il est de direction NE-SW, passant par les puits ALR-1, ALRO-3, ALRO-2, ALRO-1 et ALRO-4. Ce profil montre l'existence de quatre réservoirs au niveau du puits ALR-1. Le réservoir de l'unité II est présent dans tous les puits du profil avec des épaisseurs relativement constantes. Cependant, l'unité III-3upper est absente dans le puits ALRO-3, laissant la place à l'unité IV-2lower qui se trouve uniquement dans ce puits et ALR-1 avec une fraction gréseuse importante. Le réservoir de l'unité IV-3 se prolonge régulièrement dans les cinq puits avec une tendance de s'amincir en allant vers le SE (Fig II-12). Dans cette partie, l'interprétation diagraphique des forages réalisés montre que les réservoirs cambro-ordoviciens sont à hydrocarbures (unité IV-3, unité IV-2 (ALRO-3), unité III-3, et unité II) avec des porosités variant de 03 à 06 %, à l'exception de l'unité IV-3 qui a une porosité de 12 % à ALRO-2. Elle apparaît aussi aquifère au niveau des puits ALRO-1 et ALRO-2. La perméabilité mesurée dans le puits ALR-1 varie de 0.01 à 0.08 md.

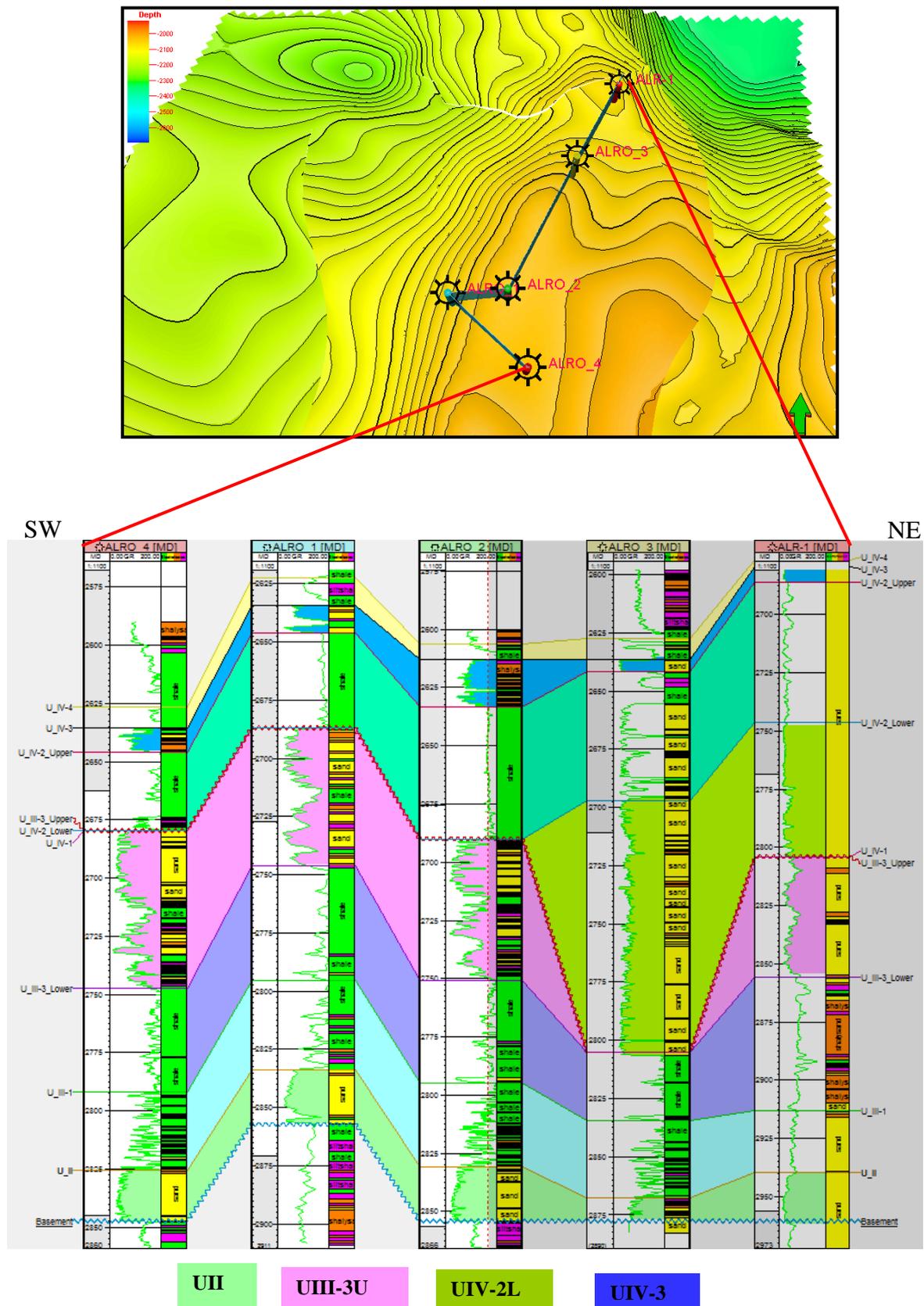


Fig II-12 : Profil de corrélation diagraphique montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits ALR-1, ALRO-3, ALRO-2, ALRO-1, et ALRO-4

- **Profil 2** : vers le Sud, dans la petite structure d'Alrar Sud, le Cambro-Ordovicien a été reconnue par deux puits (ALSO-1 et ALSO-2). Ce profil montre une extension continue de l'unité II, l'unité III-3upper et l'unité IV-3, notons l'absence de l'unité IV-2L. L'évaluation pétrophysique au niveau de ces deux puits a révélée que les unités IV-3, III-3 et II sont à hydrocarbures avec des valeurs de porosité et de perméabilité qui varient de 03 à 9 % et de 0.02 à 1.8 md respectivement.

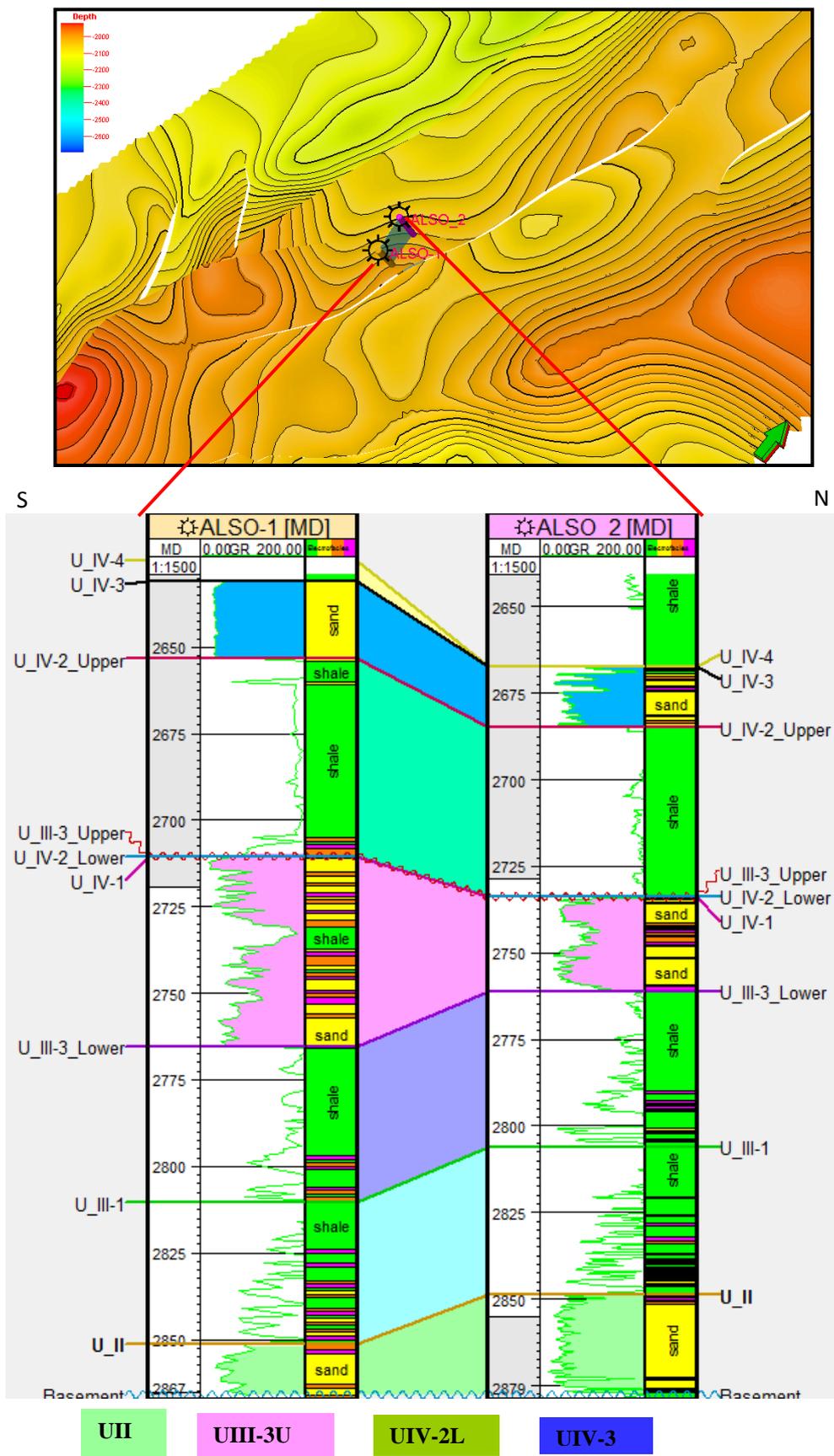


Fig II-13 : Profil de corrélation diagraphtique montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits: ALSO-2, ALSO-1

- **Profil 3** : les puits HNIA-1,2 et 3 ont été forés dans le centre ouest de la zone d'étude sur différents compartiments d'un block affecté par plusieurs failles formant un horst, d'où vient le nom de la structure. En général, le profil de corrélation des réservoirs cambro-ordoviciens entre ces trois puits montre une similitude dans le découpage des unités II, III et IV. Néanmoins, dans le puits HNIA-3 on observe l'absence de l'unité III-3U et l'apparition de l'unité IV-2L. Ce changement est probablement la cause de la situation de ce puits à la limite de la paléo-vallée. Ainsi une nette différence d'épaisseur des grès de l'unité IV-3 s'observe en allant de HNIA-1 vers HNIA-3. L'épaisseur passe de 4 m à HNIA-1 à 45 m à HNIA-3. L'interprétation diagraphique a montré que les réservoirs Cambro-Ordovicien sont à HC, avec des valeurs de porosité et de perméabilité qui varient de 04 à 7 % et de 0.01 à 0.14 md respectivement.

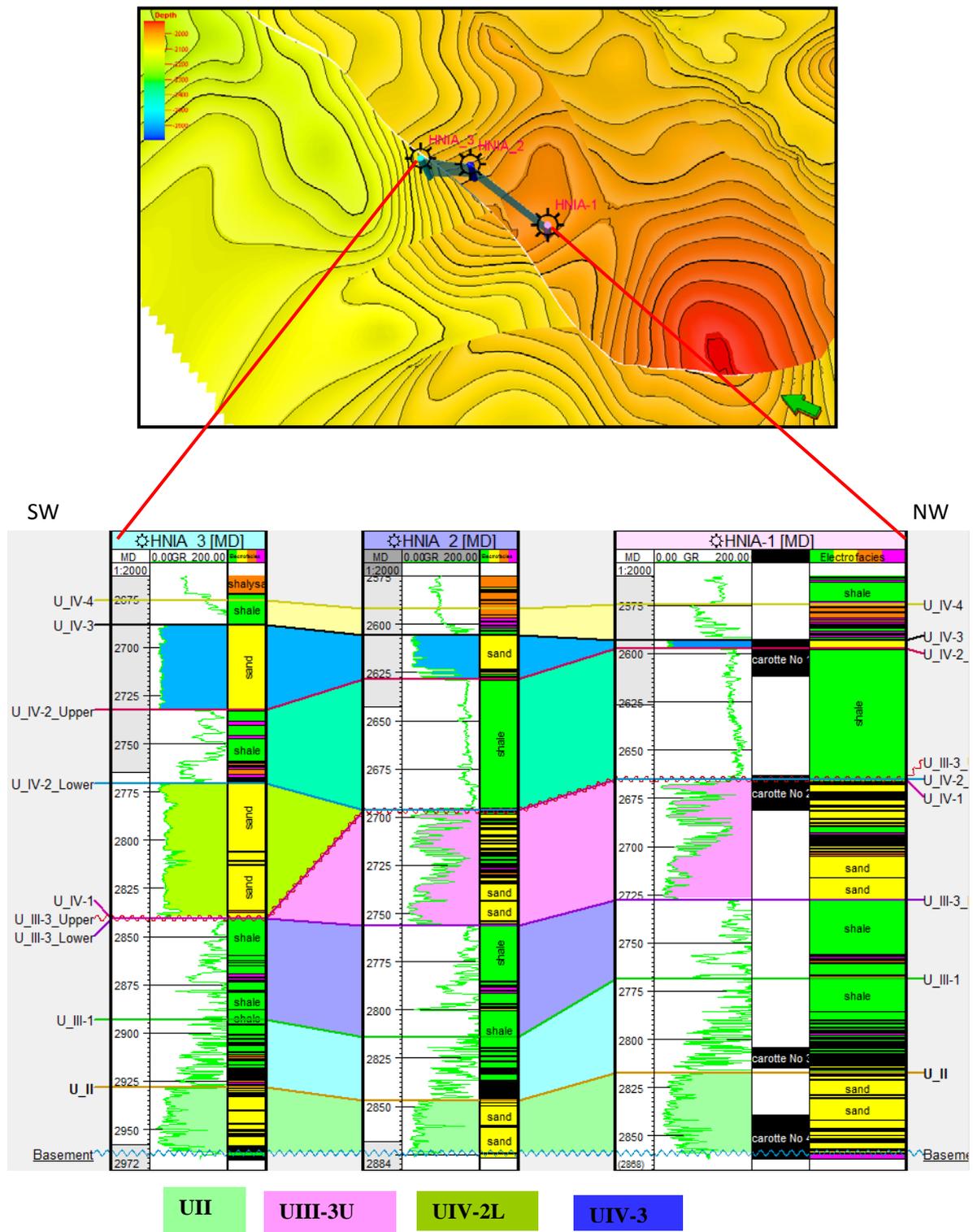


Fig II-14: profil de corrélation diagraphique montrant l’extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits : HNIA-1, HNIA-2 et HNIA-3.

➤ **Profil 4 :** la partie Sud-est est représentée par les puits NIA. elle est moins importante du fait que les unités IV-2lower et IV-3 n’ont pas été identifiées à cause du non dépôt ou de leur nature argileuse. Néanmoins, les niveaux gréseux des unités II et III-3upper sont bien présentées. Les valeurs de porosité varient de 6 à 9 %.

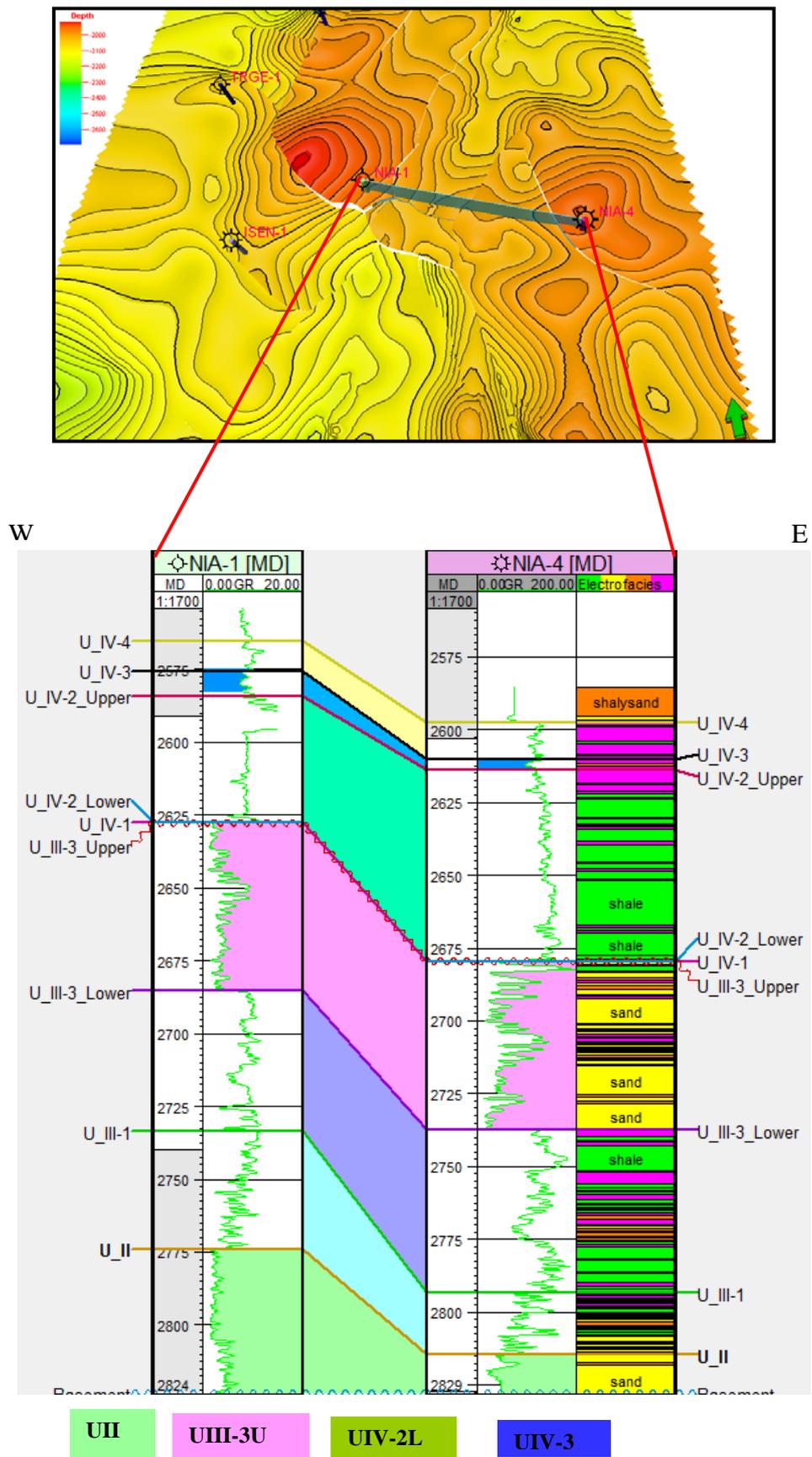


Fig II-15 : Profil de corrélation diagraphique montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits : NIA-1 et NIA-4.

- **Profil 5 :** l'objectif principal de ce profil est de suivre l'extension des réservoirs cambro-ordoviciens dans la partie Sud-ouest, en suivant l'axe de la paléo-vallée au niveau des puits ISEN-1, WIA-1, ISNO-1, et TRGE-1. Dans cette zone, les niveaux gréseux de l'unité IV-2 sont bien développés et représentent de potentiels réservoirs remarquables. Néanmoins, les valeurs de porosité et de perméabilité sont faibles et varient de 4 à 8 % et de 0.36 à 0.67 md respectivement. Concernant l'unité IV-3, elle est formée d'un banc gréseux plus ou moins propre, de faible épaisseur. Mais son importance réside dans son extension et son prolongement dans tous les puits d'une manière plus ou moins régulière, ainsi qu'une nette amélioration de ses caractéristiques pétrophysiques, dont la porosité varie de 5 à 12 %.

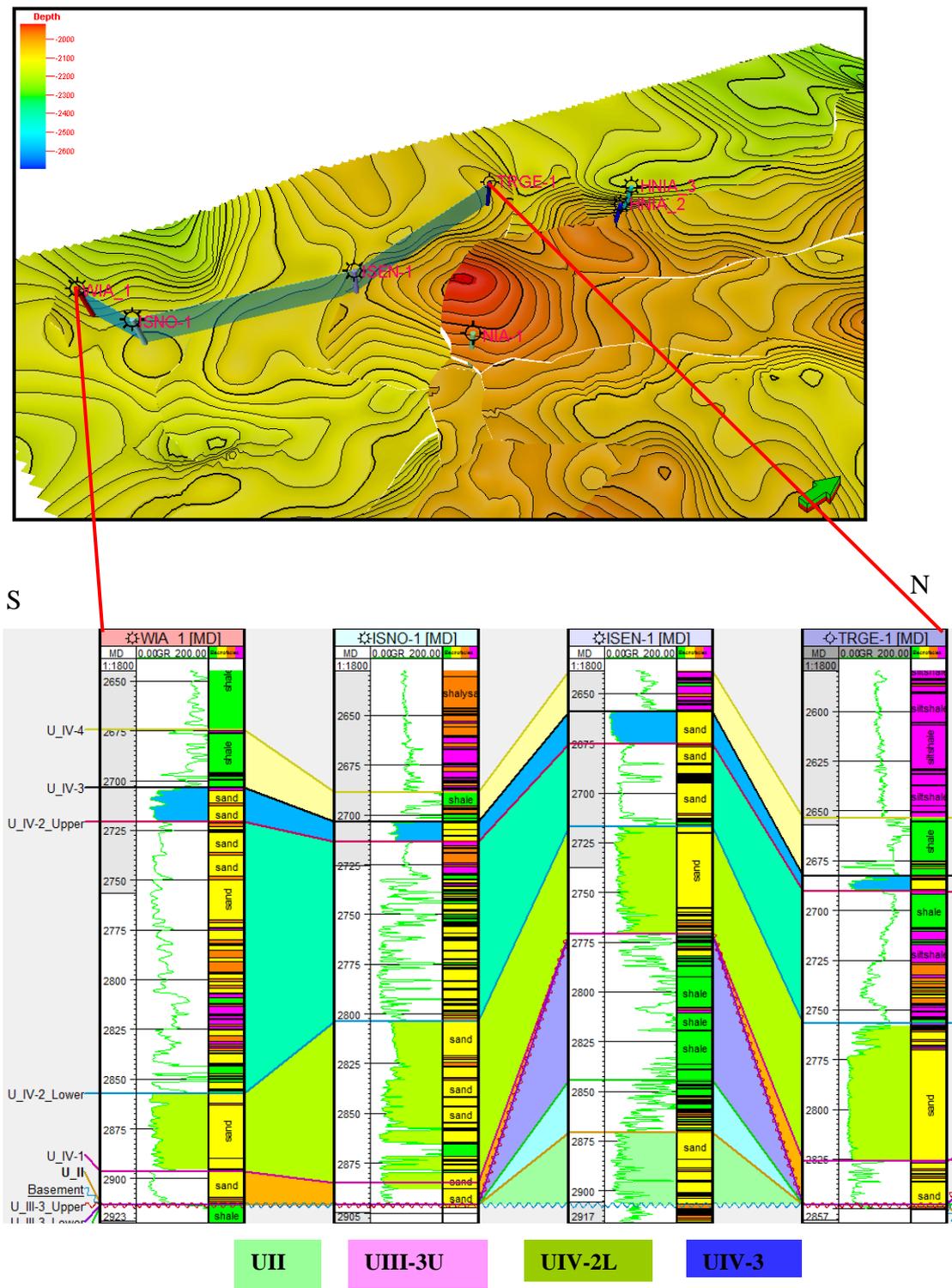


Fig II-16: Profil de corrélation diagraphique montrant l'extension des niveaux réservoir du Cambro-Ordovicien à travers les puits : TRGE-1, ISEN-1, ISNO-1 et WIA-1

V-3-3- Conclusion :

Les différents profils de corrélation réalisés dans la région d'étude montrent une bonne corrélation entre les unités réservoir du Cambro-Ordovicien. Ces unités sont représentées par des niveaux gréseux constitués de bancs de grès avec des intercalations d'argiles et de silt-argileux. Ils ont tous les éléments nécessaires d'un système pétrolier favorable, et par conséquent, ils peuvent constituer de bons réservoirs, du fait de l'importance de l'épaisseur totale des bancs gréseux et aussi de l'épaisseur utile qui est très conséquente. (Voir leurs caractéristiques petrophysiques).

- Au Nord et au Nord-est de la zone d'étude, et au niveau des puits ALR, ALS et HNIA, les niveaux réservoirs les plus importants sont ceux de l'unité II, III-3upper et IV-3 qui ont des épaisseurs totales de grès assez importantes, allant de 5m jusqu'à 30 m, et une extension spatiale plus ou moins régulière.
- La partie Sud-est est représentée par les puits NIA, qui sont moins importants du fait du nombre de sondages forés dans cette partie (deux sondages), et aussi l'absence des unités IV-2lower et IV-3. Néanmoins, les niveaux gréseux des unités II et III-3upper sont bien présents.
- La partie Sud-ouest forme l'axe de la paléo-vallée au niveau des puits WIA-1, ISNO-1, et TRGE-1. Dans cette zone, les niveaux gréseux de l'unité IV-2lower sont bien développés et représentent de potentiels réservoirs, si leurs caractéristiques petrophysiques sont favorables. Concernant l'unité IV-3, elle est formée d'un banc gréseux plus ou moins propre avec de faible épaisseur. Mais son importance réside dans son extension et son prolongement dans toute la région d'étude d'une manière plus ou moins régulière, elle est présente dans tous les forages à l'exception des puits NIA-1 et NIA-4.

Chapitre III

CARACTERISATION PETROGRAPHIQUE ET DIAGENETIQUE

Chapitre IV

INTERPRETATION PETROPHYSIQUE

I-Introduction :

L'interprétation pétrophysique a été réalisé sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques des différents puits traversant les formations cambro-ordoviciens, prenant en compte toutes les données disponibles comme point de départ, notamment les descriptions de carottes, les rapports de fin de sondage et les logs fondamentaux (log habillé).

Le but de cette interprétation est d'évaluer les réservoirs traversés par les seize (16) forages, principalement les grès de l'unité IV-3, les grès de l'unité IV-2Lower et les grès de l'unité III-3Upper de l'Ordovicien, ainsi que les grès de l'unité II du Cambrien, et de suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques, tels que la porosité, la saturation en fluide et la perméabilité, ainsi que, les autres caractéristiques comme le volume d'argile et l'épaisseur des grès.

Les données disponibles sont représentées dans le tableau ci-dessous :

puits	GR	Résistivité	Porosité logs	Carottes
ALR-1	oui	AM64	NPHI, DT	oui
ALRO-1	oui	M2R9	RHOB, NPHI, DT	
ALRO-2	oui	non	non	
ALRO-3	oui	AT90	RHOB, NPHI, DT	
ALRO-4	oui	AF90	RHOB, DT	
ALSO-1	oui	M2R9	RHOB, NPHI, DT	oui
ALSO-2	oui	M2R9	RHOB, NPHI, DT	
HNIA-1	oui	Rt	RHOB, NPHI, DT	oui
HNIA-2	oui	M2R9	RHOB, NPHI, DT	
HNIA-3	oui	M2R9	RHOB, NPHI, DT	
TRGE-1	oui	ILD	RHOB, NPHI, DT	oui
NIA-1	oui	non	NPHI	
NIA-4	oui	non	NPHI, DT	oui
ISEN-1	oui	M2R9	DT	
ISNO-1	oui	M2R9	RHOB, NPHI	oui
WIA-1	oui	non	DT	

Tableau IV-1 : Les différents logs et carottes disponibles dans chaque puits

II- Méthodologie de travail

Pour réaliser cette interprétation nous avons utilisé deux softwares, qui vont nous permettre d'achever des objectifs bien définis :

- Le découpage des formations du Cambro-Ordovicien en unités et sous-unités, la définition des électrofaciès à partir des logs disponibles, ainsi que les différents profils de corrélation ont été réalisés par le logiciel Pétrel (software).
- L'interprétation diagraphique et la détermination des différents paramètres notamment de la porosité, de la saturation en fluide, ainsi que le volume d'argile et les épaisseurs totale et utile, ont été réalisés à travers une interprétation pétrophysique en utilisant le IP (Interactive Petrophysics) software.

II-1-La porosité :

La porosité a été calculée à partir des courbes de Neutron-densité. Les valeurs des densités utilisées à travers cette étude sont :

- ρ_{matrix} : 2.65 g/cc
- ρ_{fluid} : 1.05 g/cc
- ρ_{shale} : 2.8 g/cc

II-2-La saturation en fluide :

La saturation en eau a été calculée en utilisant l'équation d'Archie :

$$S_w^n = a \cdot R_w / \phi^m \cdot R_t$$

Où :

- La valeur de 0.62 a été utilisée pour le paramètre de la tortuosité "a".
- La valeur de 2.0 pour l'exposant de cimentation "m".
- L'exposant de saturation "n" a été assumé égal à "2.15".
- la résistivité de la zone profonde a été utilisée comme R_t .
- $R_w = 0.022 \text{ ohm.m @ } 80 \text{ deg.c}$ avec une salinité de 175 g/l à partir du DST.

II-3-Le Volume d'argile :

Il a été calculé à partir des GR courbes, en utilisant une simple équation qui convertit les valeurs de GR lu en volume d'argile Vcl :

$$V_{cl} = \frac{GR_{lu} - Gr_{min}}{GR_{max} - Gr_{min}}$$

II-4- La perméabilité :

La perméabilité ne peut pas être déduite directement à partir des courbes diagraphiques. Par contre elle peut être mesurée à partir de l'analyse des carottes dans le laboratoire ou calculée à partir de formules mathématiques notamment l'équation de Timur qui est :

$$K_{log} = (100 * PHIE^{2.25}/swi)^2$$

Où :

PHIE = Porosité effective

SWi = Saturation en eau irréductible

Klog = La perméabilité de Timur

Le résultat de la perméabilité obtenue de l'équation de Timur a été calibré avec la perméabilité horizontale de carottes. Ce paramètre a été calculé uniquement dans les puits ALR-1, ALSO-1, TRGE-1, NIA-4, ISNO-1 et HNIA-1.

II-5- Les paramètres d'interprétation :

Réservoirs	GR min (API)	GR max (API)	ρ_{ma} (g/cc)	ρ_{sh} (g/cc)	Dt	Salinité (g/l)
Unité IV-3	30	200	2.65	2.8	60	80
Unité IV-2L	30	200	2.65	2.8	60	80
Unité III-3	30	200	2.65	2.8	60	80
Unité II	30	200	2.65	2.8	60	80

Tableau IV-2 : Tableau récapitulatif des paramètres utilisés dans l'interprétation diagraphique.

II-6- Calcul des cut –off:

Les caractéristiques pétrophysiques de ces réservoirs sont médiocres, le choix d'un cut-off est très important car il pourra éliminer des niveaux réservoirs qui sont considérés auparavant sans intérêt, alors qu'actuellement et avec l'évolution de la technologie des équipements de mesure, les méthodes de forage et les techniques de complétion permettront de mieux les maîtriser et de les rendre productif. Ce type de réservoir est caractéristique des réservoirs compacts (faible porosité et perméabilité avec des valeurs généralement inférieures à 10 % et 0.1 md respectivement), qui sont candidats à la production par fracturation. Les cut-off utilisés dans la zone d'étude ont été déterminés à partir des cross plots (porosités carottes et perméabilité carottes) (Fig IV-1).

- Porosité (pige) $\geq 3 \%$

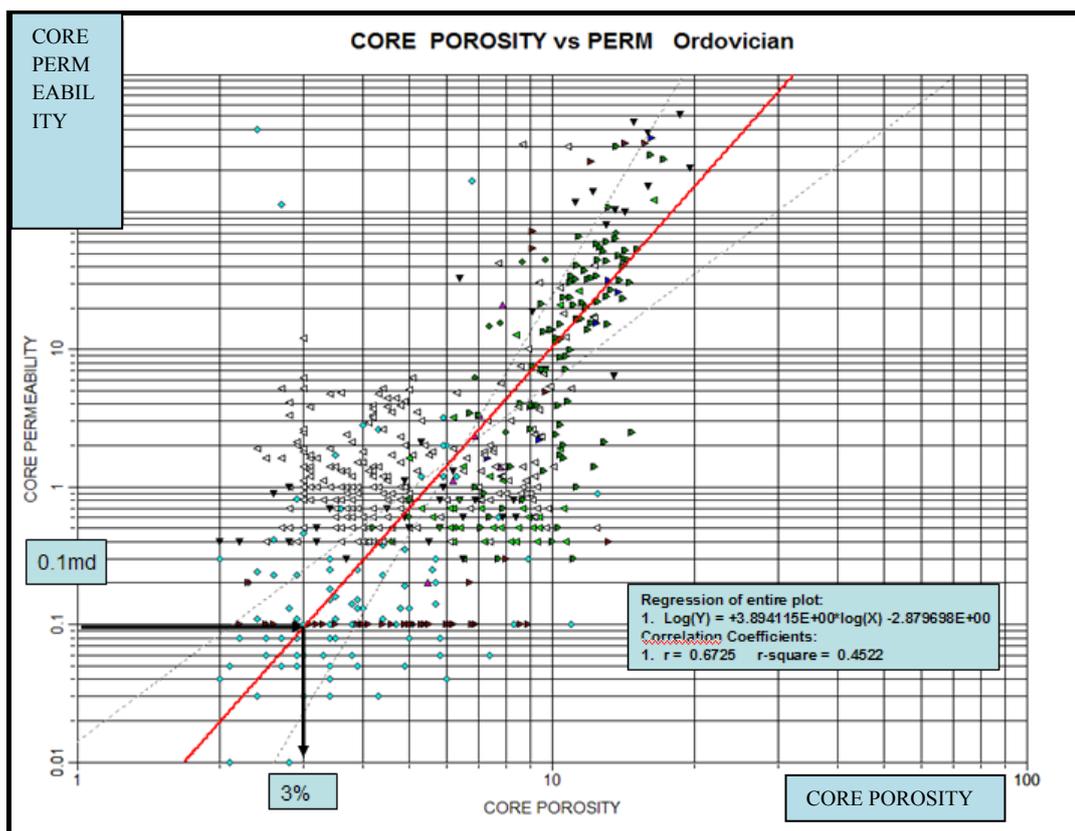


Fig IV-1 : Corrélation porosité et perméabilité

- Saturation en eau (S_w) $\leq 70 \%$
- Volume d'argile (V_{cl}) $\leq 50 \%$

III-Résultats de l'interprétation :

L'interprétation diagraphique des forages réalisés montre que les réservoirs cambro-ordoviciens dans la zone d'étude sont à hydrocarbure (gaz), ce qui a été confirmé par les tests de puits (DST) réalisés sur ces forages (Tableau IV-3).

puits	U II	U III-3U	U IV-2L	U IV-3	DST
ALR-1	HC	HC	/	HC	positif (U II)
ALRO-1	HC	HC	/	Eau	positif
ALRO-2	HC	HC	/	Eau	positif
ALRO-3	HC	HC	HC	HC	positif
ALRO-4	HC	HC	/	HC	positif
ALSO-1	HC	HC	/	HC	positif
ALSO-2	HC	HC	/	HC	positif
HNIA-1	HC	HC	/	HC	positif
HNIA-2	HC	HC	/	HC	positif
HNIA-3	HC	HC	HC	HC	positif
NIA-1	HC	HC	/	/	/
NIA-4	/	/	/	/	/
ISEN-1	/	/	/	HC	/
TRGE-1	/	/	HC	HC	Non testé
ISNO-1	/	/	/	HC	positif
WIA-1	/	/	/	/	/

Tableau IV-3 : Tableau récapitulatif des résultats de l'interprétation diagraphique et des tests de puits (DST).

Les résultats des paramètres pétrophysiques obtenus à partir du logiciel IP vont être utilisés dans la partie modélisation des réservoirs. Ils nous ont permis aussi de calculer les valeurs moyennes de chaque paramètre pour chaque unité réservoir.

Ces paramètres pétrophysiques moyens ainsi que les épaisseurs utiles et totales sont résumées dans le tableau ci-dessous (Tableau IV-4).

Puits	Réservoir unités	Top (m)	Base (m)	Ep-Total (m)	Ep-Tot-Grés (m)	Ep-Utilie (m)	Ep-Utilie/Ep-Tot (m)	Porosité moy (%)	Sw moy (%)	Vcl moy (%)	K moy (%)
HNIA-1	U IV-3	2592.9	2597.4	4.6	4.1	3.7	0.8	05	37	13	0.03
	U III-3U	2665.2	2727	62	41	19.8	0.32	07	18	29	0.08
	U II	2818	2859	41.1	36	27.4	0.67	07	16	23	0.14
WIA-1	U IV-3	2703.29	2720.75	17.46	14.65	14.65	0.83	12	-	09	
	U IV-2L	2856.94	95.67	38.68	35.89	-	-	-	-	-	-
ISNO-1	U IV-3	2703.59	2713.17	9.58	9.58	6.10	0.64	12	4.0	21	0.1
	U IV-2L	2803.48	2888.32	84.84	73.1	17.37	0.20	04	02	02	0.1
ESEN-1	U IV-3	2659.07	2675.48	16.41	15.89	6.98	0.42	11	03	07	
	U IV-2L	2716.81	2770.67	53.86	52.41	10.69	0.2	08	15	23	
	U II	2870.39	2907.21	36.82	32.85	21.11	0.57	08	10	14	
NIA-4	U III-3U	2679.2	2737.3	58.2	35.9	31.35	0.54	6.0	22	23	0.09
	U II	2815	2828	13.2	2.1	2.1	0.16	9.0	20	10	4.59
NIA-1	U III-3U	2628.08	2685.47	57.39	34.78						
	U II	2774.00	2823.58	49.58	30.81						
TRGE-1	U IV-3	2682.8	2689.8	7.2	4.6	2.7	0.38	05	24	19	0.67
	U IV-2L	2758.2	2825.8	67.7	57.9	35.1	0.52	04	25	17	0.36
HNIA-2	U IV-3	2605.81	2628.44	22.60	19.25	15.89	0.70	06	13	10	
	U III-3U	2616.13	2756.08	59.95	47.15	31.14	0.52	04	24	18	
	U II	2847.44	2874.19	26.75	25.9	18.82	0.70	04	17	11	
ALSO-2	U IV-3	2667.37	2684.68	17.31	12.37	2.59	0.06	05	27	07	
	U III-3U	2734.30	2761.1	26.80	17.65	1.07	0.04	04	29	06	
	U II	2848.89	2877.44	28.55	24.71	0.61	0.03	03	36	08	
ALRO-4	U IV-3	2635.68	2645.41	9.73	7.16	2.50	0.26	05	09	26	
	U III-3U	2679.97	2747.55	67.58	34.26	27.73	0.41	04	12	13	
	U II	2825.30	2847.45	22.15	19.93	14.81	0.67	06	10	15	

ALRO-1	U IV-3	2634.54	2646.1	11.56	7.85	4.88	0.42	12	12	22	
	U III-3U	2686.89	2745.81	58.92	32.99	21.49	0.36	04	22	18	
	U II	2833.91	2857.11	23.20	21.30	17.42	0.75	05	11	17	
ALRO-2	U IV-3	2613.12	2633.14	20.02	8.25			4	7		0.03
	U III-3U	2689.98	2750.66	60.68	21.4						
	U II	2830.80	2854.05	23.22	21.39			4	11		0.03
ALRO-3	U IV-3	2627.33	2641.63	14.30	8.36	6.86	0.48	04	-	12.0	
	U IV-2L	2696.16	2806.52	110.36	107.47	80.34	0.73	04	26	02	
	U II	2867.44	2876.99	9.55	9.55	9.55	1.00	06	07	7	
HNIA-3	U IV-3	2688.18	2732.21	44.03	44.03	29.02	0.66	05	10	5.0	
	U IV-2L	2770.79	2840.19	69.40	65.52	59.66	0.86	05	24	13	
	U II	2928.30	2962.24	33.94	26.40	11.43	0.34	06	16	20	
ALSO-1	U IV-3	2631.0	2653.0	23	22	22	0.96	07	10	13.0	1.8
	U III-3U	2709.79	2765.19	55.40	30.39	26	0.47	08	14	30.0	0.02
	U II	2852	2866	15	11	11	0.73	09	08	33	0.02
ALR-1	U IV-3	2679.6	2686.1	6.6	6.4	4.0	0.61	04	17	20.0	0.02
	U IV-2L	2747.8	2804.2	56.5	46.6	18	0.32	05	23	18.0	0.01
	U III-3U	2804.2	2854.3	50.3	23.5	00	00	03	00	00	00
	U II	2939.9	2962	22.3	20.1	17.1	0.77	06	13	26.0	0.08

Tableau IV-4: Tableau récapitulatif des valeurs des différents paramètres étudiés en utilisant les Cut-off suivants : $\emptyset \geq 3 \%$, $K \geq 0,01 \text{ md}$, $Sw \leq 70 \%$ et $Vcl \leq 50 \%$.

IV- Interprétation des résultats des paramètres pétrophysiques :

Les résultats des paramètres pétrophysiques notamment la porosité et la saturation en eau ainsi que le volume d'argile obtenue à partir du software IP, ont été exportés vers Petrel sous forme de fichier LAS (Fig IV-2) pour les corrélés avec les électrofaciès. Une interprétation a été faite sur ces modèles dans les puits (ALSO-1, ALRO-4), (ISNO-1, ISEN-1) et (HNIA-2, HNIA-3), qui ont été sélectionnés selon leur situation dans la zone d'étude.

IV-1- Puits ALSO-1 et ALRO-4 :

Le puits ALSO-1 est situé dans la partie Centre-nord de la zone d'étude, alors qu'ALRO-4 est localisé plus au Nord. Les résultats pétrophysiques, ainsi que le GR log montrent une allure

semblable et par conséquent une bonne corrélation. L'unité II est représentée dans les deux puits par un niveau gréseux qui a une porosité moyenne de 9 % à ALSO-1 et de 6 % à ALRO-4. La saturation en eau est de 8 % et 10 % successivement, et en fin, le volume d'argile est de 33 % à ALSO-1 et de 15 % à ALRO-4. En ce qui concerne l'unité III-3Upper, elle se présente comme une succession de bancs de grès et d'argiles dans les deux puits. La porosité moyenne est de 8 % à ALSO-1 et de 4 % à ALRO-4. La saturation moyenne est similaire dans les deux puits, elle est de l'ordre de 13 %. L'unité IV-3 est plus argileuse à ALRO-4 que dans ALSO-1 avec des valeurs moyennes de porosité variant de 5 % à 7 %. La saturation en eau est dans les environs de 10 % dans les deux puits, alors que le volume d'argile est de 13 % à ALSO-1 et 26 % à ALRO-4 (Fig IV-2).

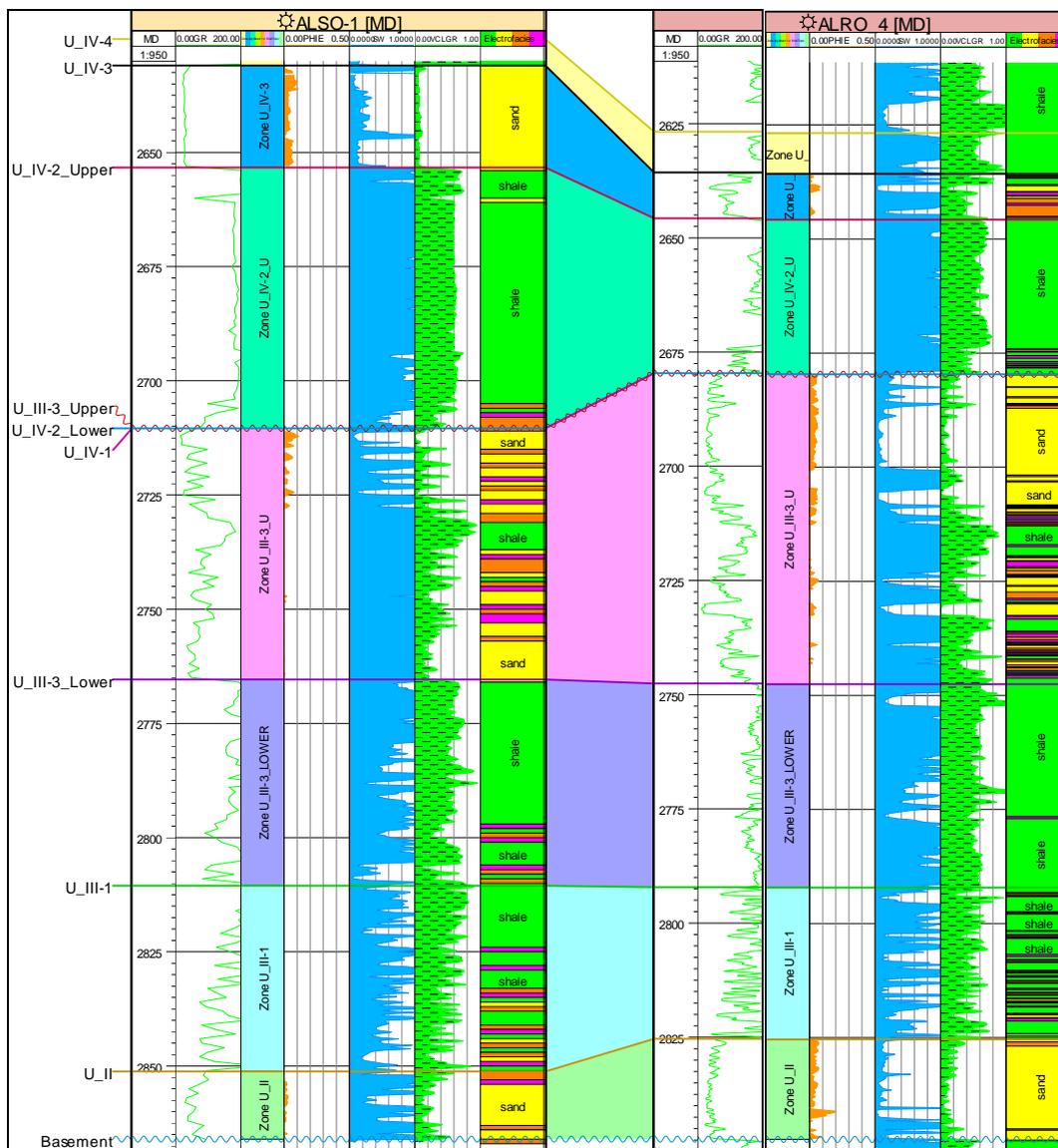


Fig IV-2 : Les résultats pétrophysiques dans les puits ALSO-1 et ALRO-4

IV-2- Puits HNIA-2 et HNIA-3 :

Ces deux puits sont situés au Centre –ouest de la zone d’étude, forés dans une zone surélevée, séparés l’un de l’autre par une faille inverse. Les résultats pétrophysiques montrent que pour l’unité II la porosité moyenne est faible et de l’ordre de 04 % à HNIA-2 et de 06 % à HNIA-3. La saturation en eau est la même dans les deux puits et égale à 17 %. Concernant le volume d’argile l’unité II est plus argileuse à HNIA-3 (20 %) que dans HNIA-2 (11 %). Les niveaux réservoirs de l’unité III-3Upper sont présents uniquement dans HNIA-2. Ils ont une porosité moyenne de 4 %, une saturation en eau de 24 % et un volume d’argile de 18 %. Par contre le puits HNIA-3 montre la présence d’un bon banc gréseux formant le réservoir de l’unité IV-2Lower qui est caractérisée par une porosité faible de 05 %, une saturation en eau de 24 % et un volume d’argile de 13 %. Concernant l’unité IV-3, elle est gréseuse, plus épaisse à HNIA-3 avec une porosité moyenne entre les deux puits égale à 5.5 %, une saturation en eau de 11.5 % et un volume d’argile faible de l’ordre de 7.5 % (Fig IV-3 et 4).

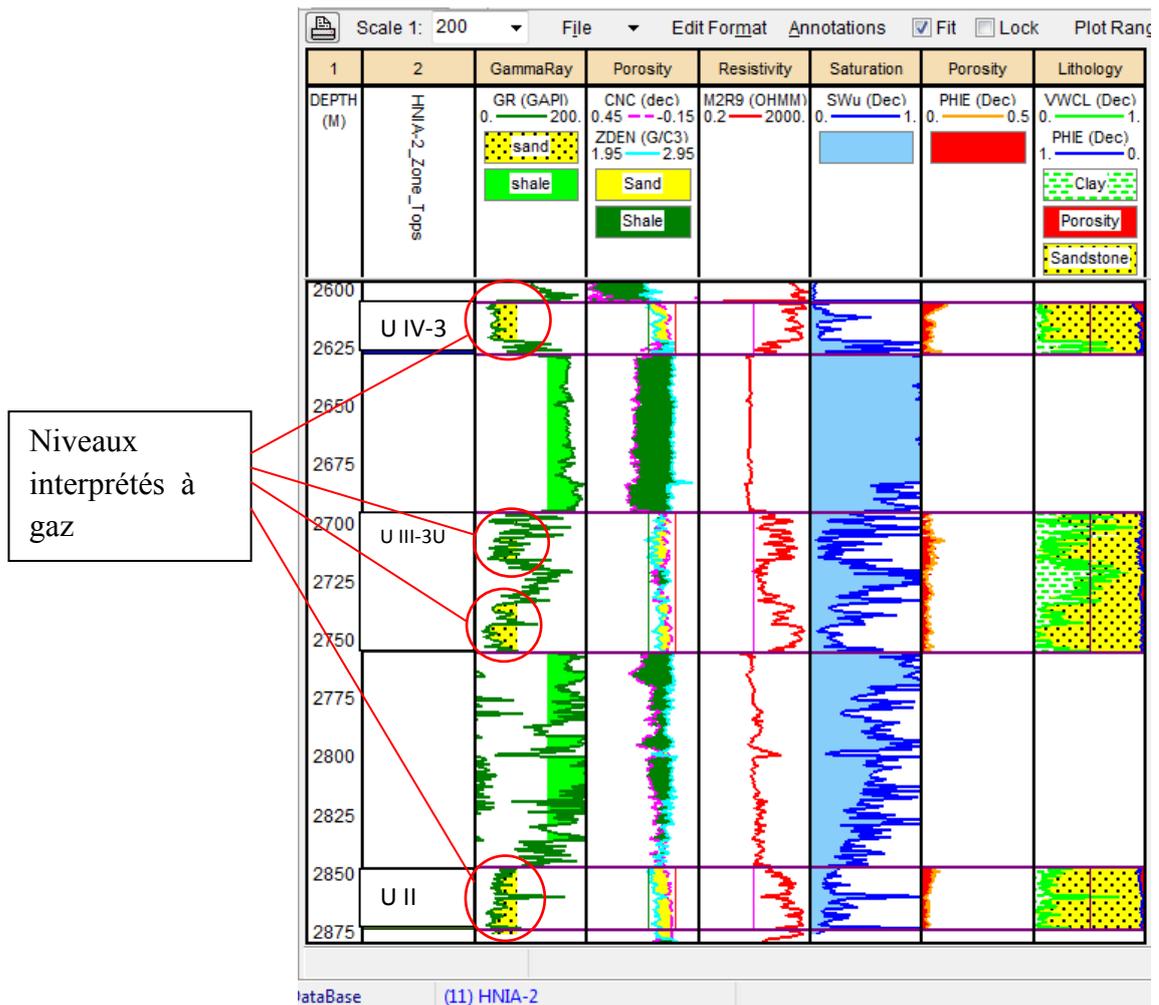


Fig IV-3 : L’interprétation pétrophysique dans le puits HNIA-2 en utilisant le IP.

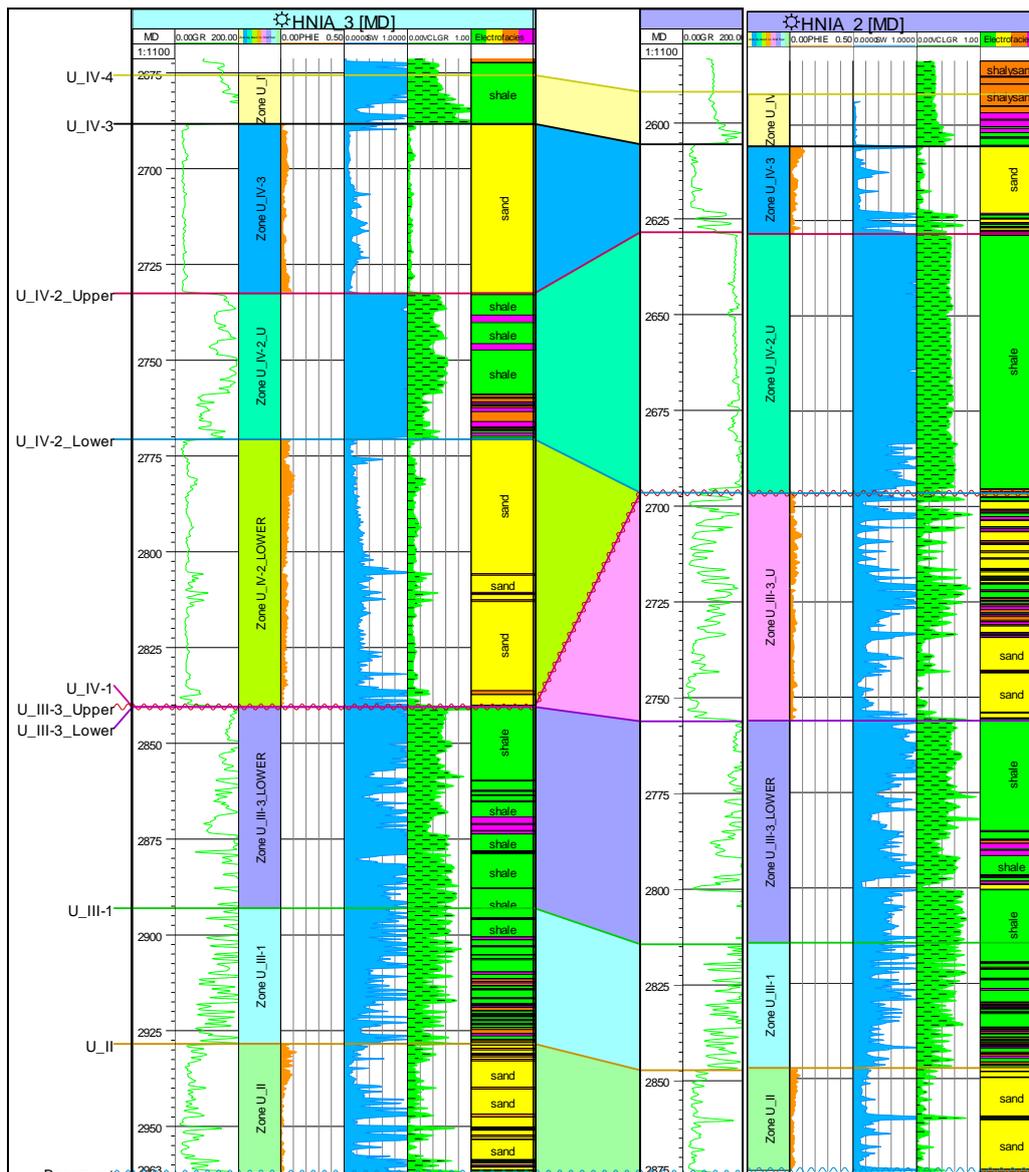


Fig IV-4 : Les résultats pétrophysiques dans les puits HNIA-2 et HNIA-3.

IV-3- Puits ISNO-1 et ISEN-1 :

Ces deux puits se situent dans le Sud-ouest de la zone d'étude. Le premier a été foré dans la paléo-vallée, tandis que le deuxième est situé juste à la limite de l'interfleuve. Les résultats pétrophysiques ainsi que les électrofaciès (Fig IV-5) montrent qu'au niveau du puits ISNO-1 l'unité IV est gréseuse (Absence des unités II et III). Le volume d'argile est faible avec une moyenne de 11.5 %. L'unité IV-2L à une faible porosité, de l'ordre de 4 %, alors que la porosité de l'unité IV-3 est moyenne à bonne, de l'ordre de 12 %. La saturation est en générale faible avec une moyenne de 3 % pour les deux unités. En ce qui concerne le puits ISEN-1, en plus de l'unité IV-3 qui est plus ou moins similaire de celle du puits ISNO-1,

l'unité IV-2L a une porosité de 8 %. On note la présence de l'unité II qui est gréseuse avec un faible volume d'argile, une porosité moyenne de 08 % et une faible saturation moyenne en eau de 10 % avec un volume d'argile de 14 %.

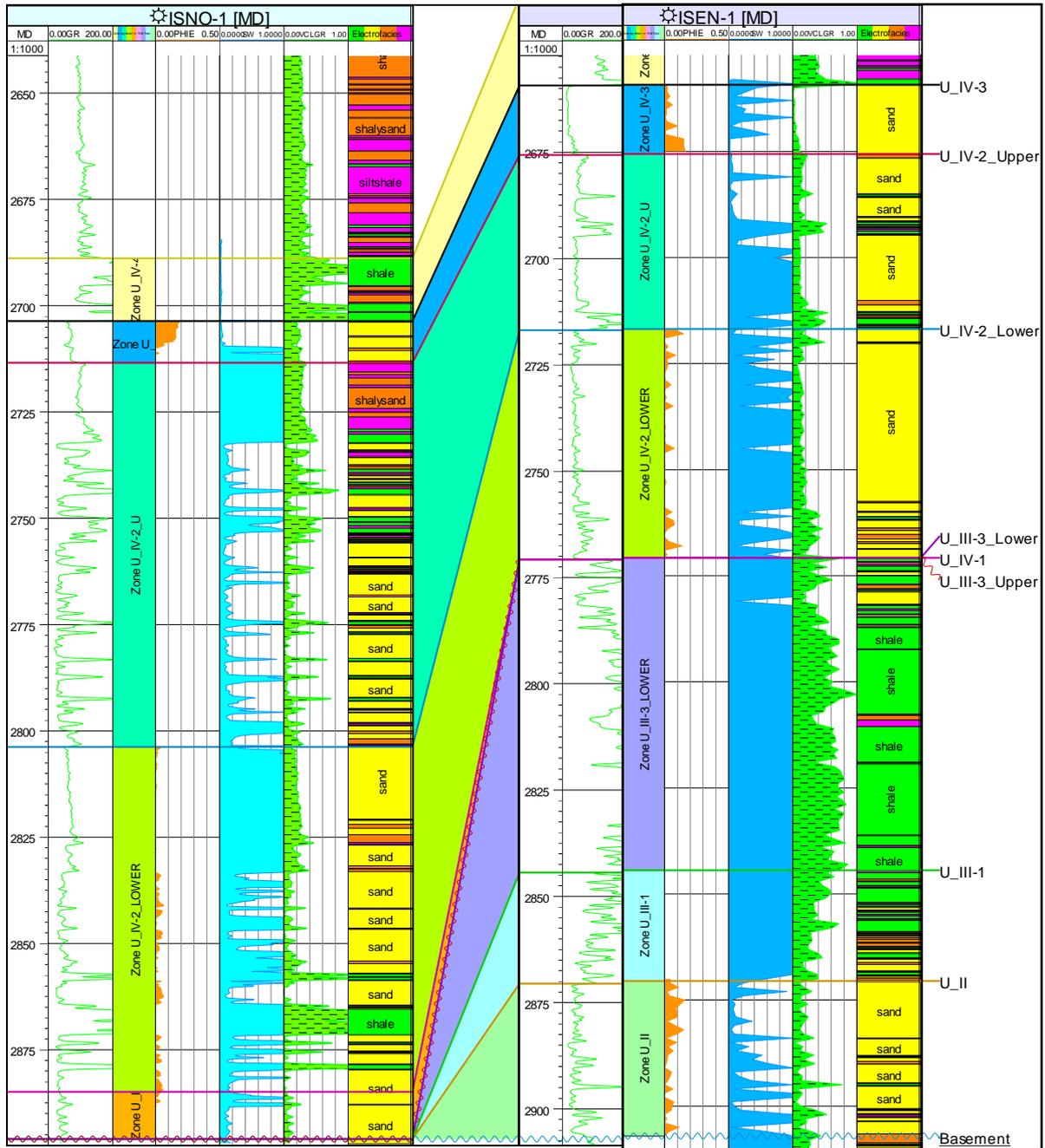


Fig IV-5 : Les résultats pétrophysiques dans les puits ISNO-1 et ISEN-1.

V- La modélisation Petrophysique :

Les modèles des propriétés pétrophysique (porosité, water saturation et volume d'argile) ont été réalisés à partir de l'interprétation pétrophysique en utilisant le IP. Pour la simulation, l'algorithme SGS (Séquentiel Gaussian Simulation) et le variogramme sphérique ont été utilisés.

V-1- Les modèles en Iso-porosité :

Les modèles en iso-porosité des réservoirs cambro-ordoviciens (Fig IV-6) montrent d'une manière générale une faible porosité qui dépasse rarement 10 %, en particulier dans les réservoirs des unités II, III-3Upper et unité IV-2Lower (Fig IV-6 : A, B et C) où la porosité moyenne varie entre 3 et 9 % caractérisant ainsi des réservoirs compacts. Concernant le réservoir de l'unité IV-3 (D), nous observons une amélioration de la porosité pouvant atteindre jusqu'à 12 %.

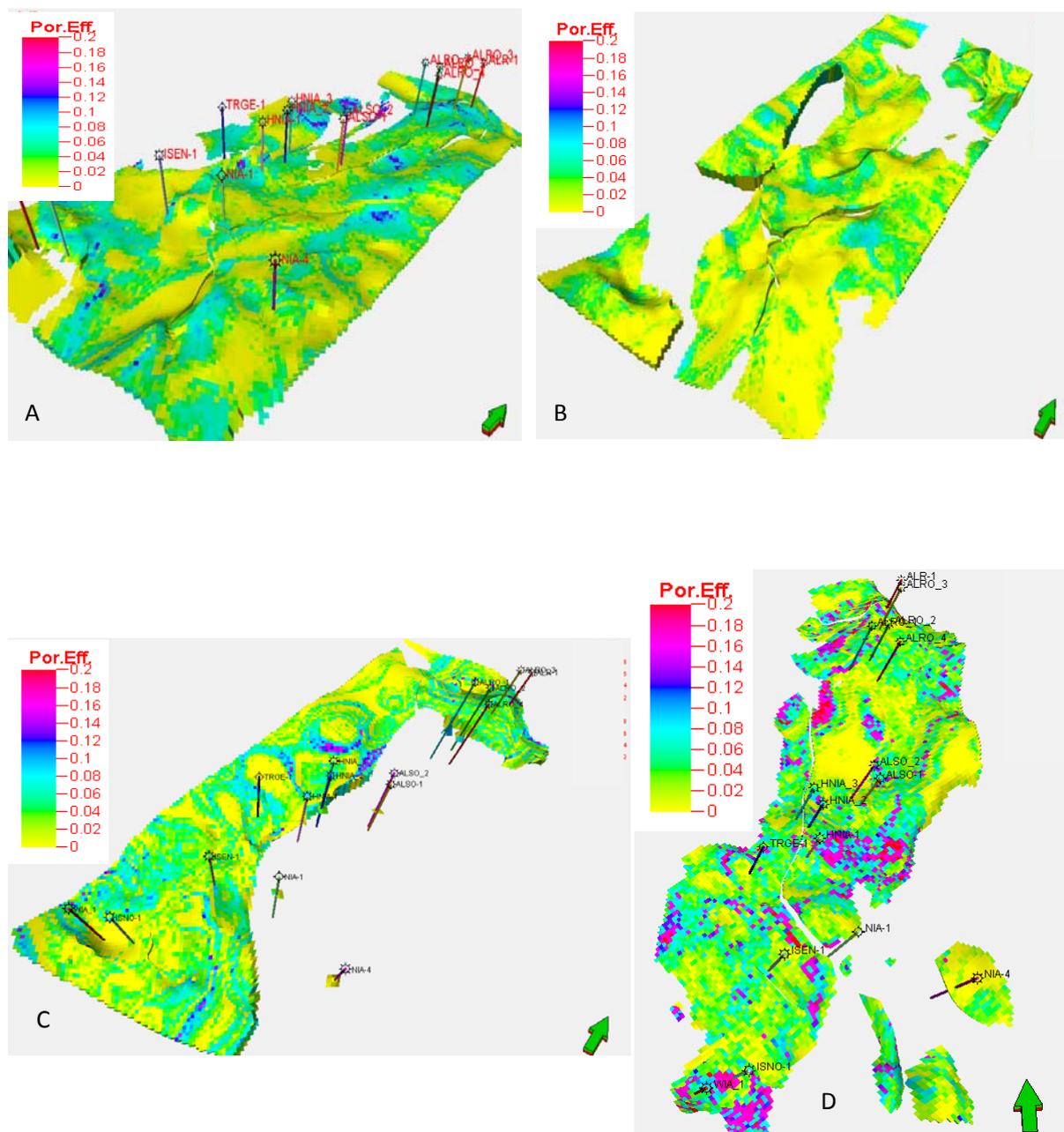


Fig IV-6 : Modèles en Iso-porosité des unités réservoirs du Cambro-Ordovicien.

A : Unité II C : Unité IV-2Lower
B : Unité III-3Upper D : Unité IV-3

V-2- Les modèle en Iso-saturation en eau :

Ces modèles montrent une saturation en eau moyenne variant de 2% (unite IV-2Lower à ISNO-1) à 37 % (Unite IV-3 à HNIA-1). Elle est importante sur les flancs que dans les zones hautes. Les zones qui ont une faible saturation en eau correspondent à des zones de faible teneur en argile avec des valeurs de porosité relativement bonne (fig IV-7).

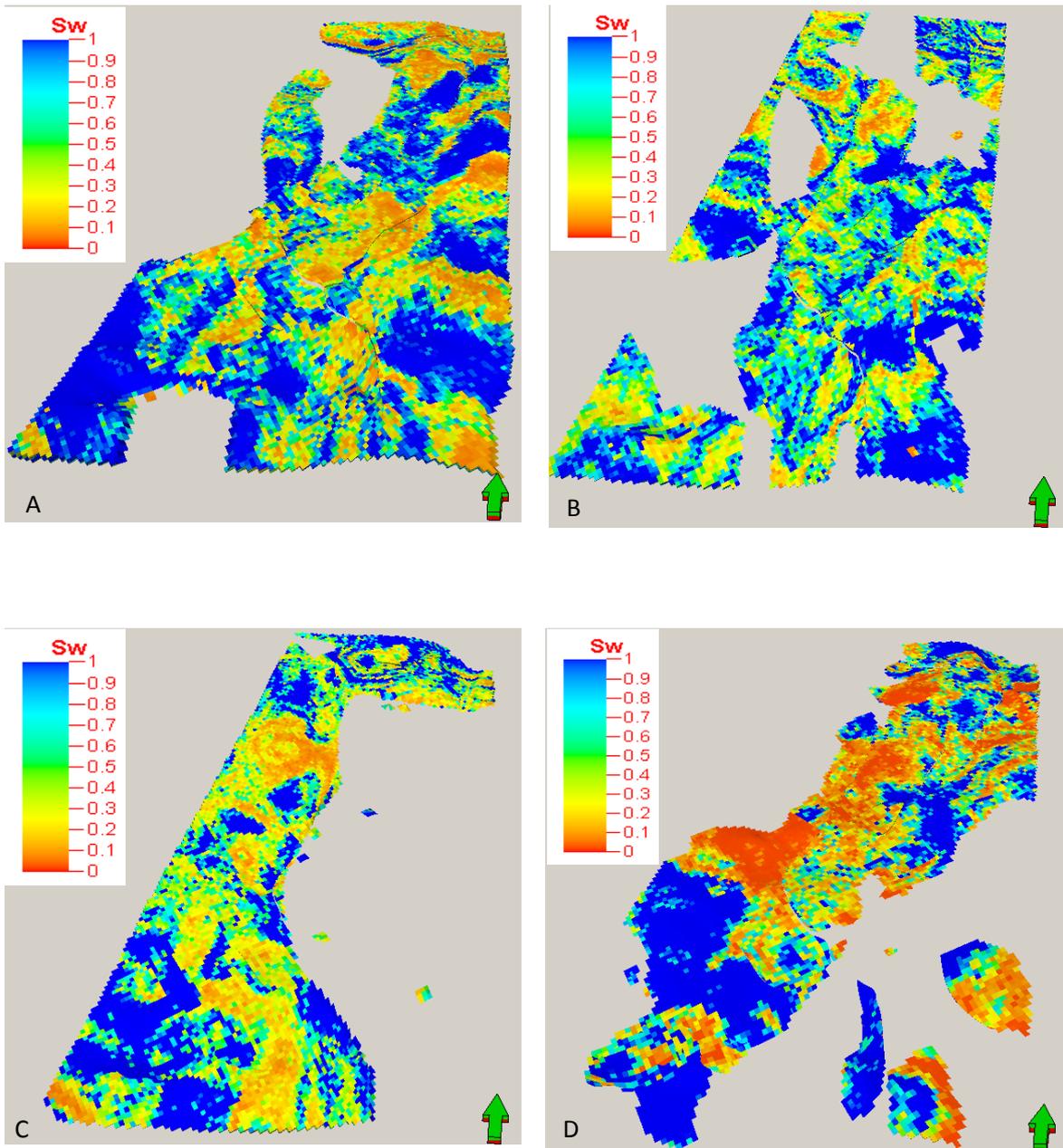


Fig IV-7 : Modèles en Iso-saturation en eau des unités réservoirs du Cambro-Ordovicien.

A : Unité II C : Unité IV-2Lower
B : Unité III-3Upper D : Unité IV-3

V-3- Les modèles en Iso-volume d'argile :

En général, ces modèles montrent un faible volume d'argile à travers toutes les unités réservoir oscillant entre 02 % à ALRO-3 et ISNO-1 (Unité IV-2Lower) et 33 % à ALSO-1. Nous remarquons que les zones qui ont une très faible teneur en argile ont une porosité plus ou moins bonne par rapport aux zones argileuses et qui reste faible à l'échelle de la zone d'étude (IV-8).

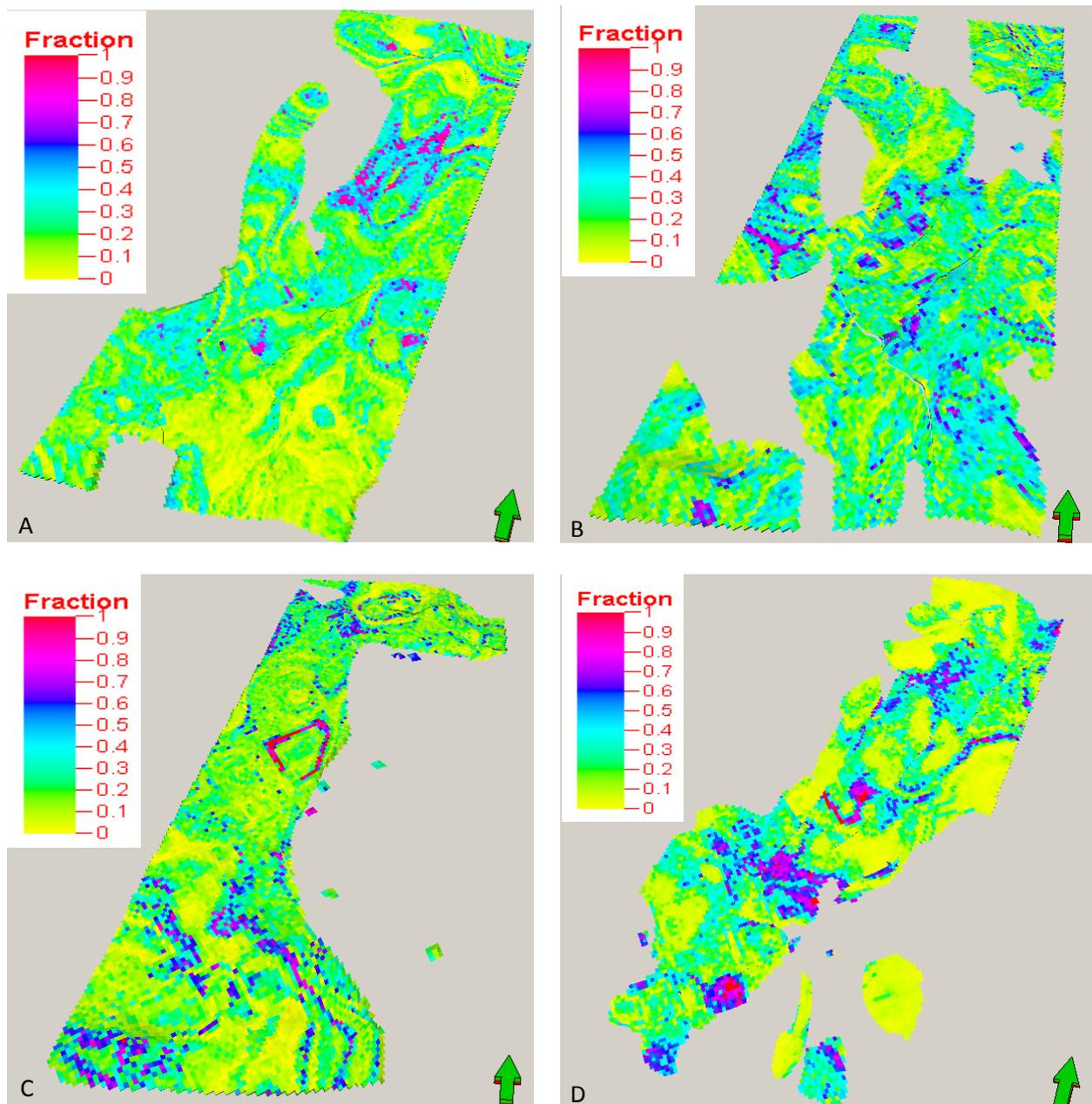


Fig IV-8 : Modèles en Iso-volume d'argile des unités réservoirs du Cambro-Ordovicien.

A : Unité II C : Unité IV-2Lower
B : Unité III-3Upper D : Unité IV-3

VI- Interprétation des différentes cartes :

VI-1- Les cartes en Isobathes :

VI-1-1 : La carte en Isobathes au toit de l'Ordovicien :

A partir de l'analyse de la carte en Isobathes au toit de l'Ordovicien (toit de l'unité IV), nous distinguons une structure positive qui suit un axe bien marqué, généralement elle s'étend du Sud-est vers le Nord-est. Elle s'approfondit régulièrement vers le Sud-ouest, le Nord-ouest et vers le Nord. Cette structure se culmine au Sud-est et au voisinage du puits NIA-4, à environ 1960 m. Le point le plus élevée s'étend entre les puits NIA-1 et HNIA-1 avec un maximum de culmination de 1920 m se situant au mur d'une faille majeure inverse de direction SSE-NNW. Cette structure se prolonge vers le Nord où elle se culmine au voisinage des puits HNIA-1 et HNIA-2 à environ 2040 m. Au Nord-est et aux alentours des puits ALRO-4 et ALRO-2, elle devient moins élevée, avec une culmination qui varie entre 2040 et 2020 m (Fig IV-9).

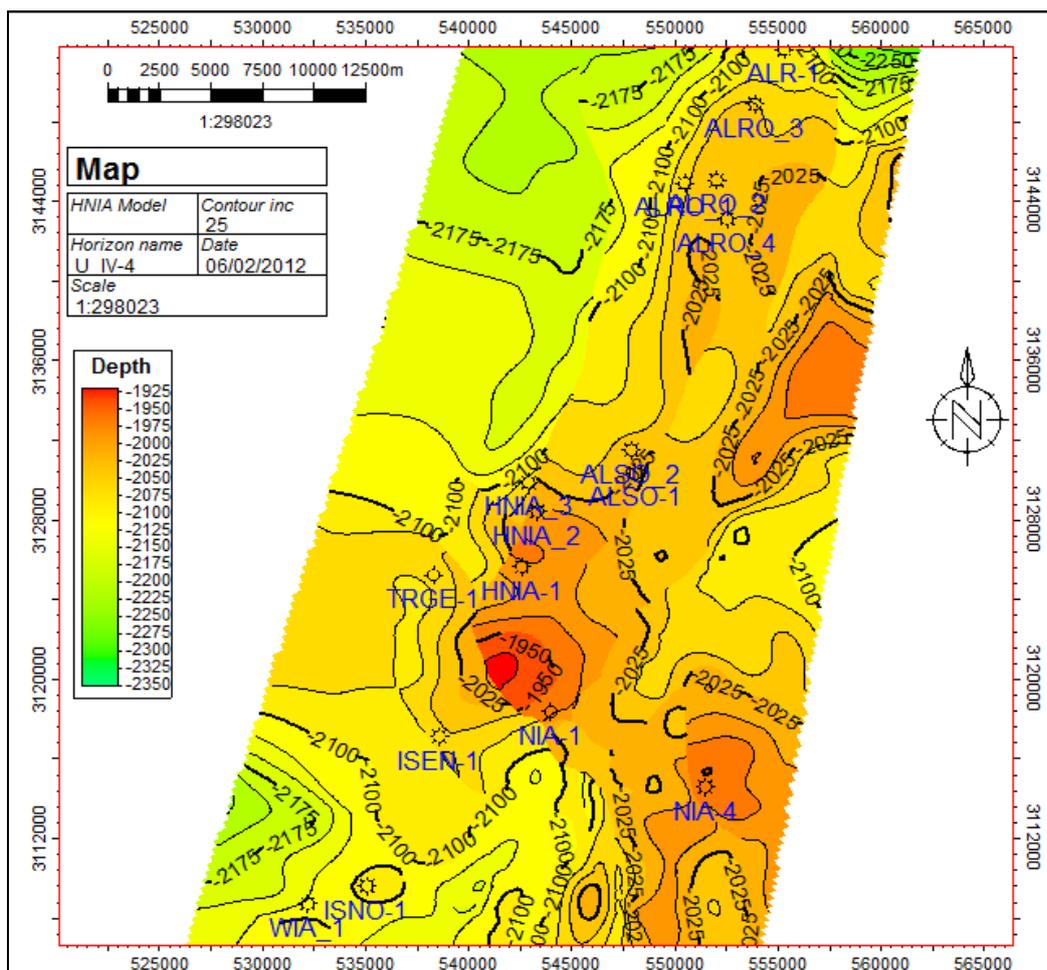


Fig IV-9 : Carte en Isobathes au toit de l'Ordovicien (Toit de l'unité IV-4)

VI-1-2: La carte en Isobathes au toit de la paléo-vallée (unité III-3U) :

La carte en isobathes au toit de la paléo-vallée (unité III-3U) montre que les zones de faible profondeur sont localisées au S-E tout-autour des puits NIA-4 et NIA-1, au Centre –ouest au voisinage des puits HNIA-1 et HNIA-2. La structure s’approfondie progressivement en allant vers le Nord, l’Ouest et le Sud-ouest (Fig IV-10).

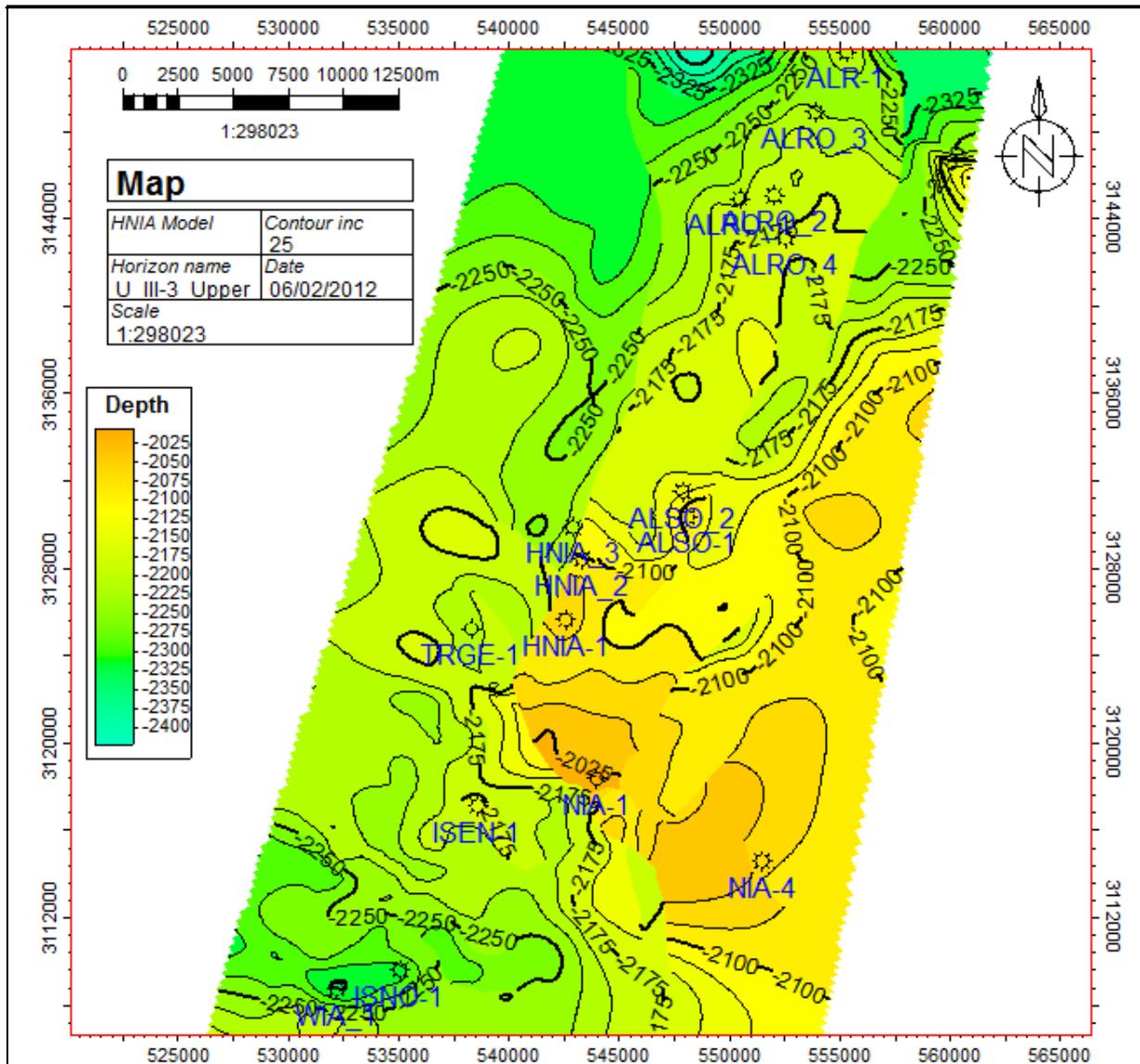


Fig IV-10 : Carte en Isobathes au toit de la paléo-vallée (unité III-3U)

VI-1-3: La carte en Isobathes au toit du socle :

La carte en Isobathes au toit du socle montre que le trend général de la structure positive vu au toit de l'Ordovicien a été hérité de la structure du Précambrien et représente l'image structurale des phases de déformation affectant le socle Précambrien. Les points les plus élevés sont observés au voisinage du puits NIA-1 et NIA-4, avec une culmination de 2191 m et 2220 m respectivement (Fig IV-11).

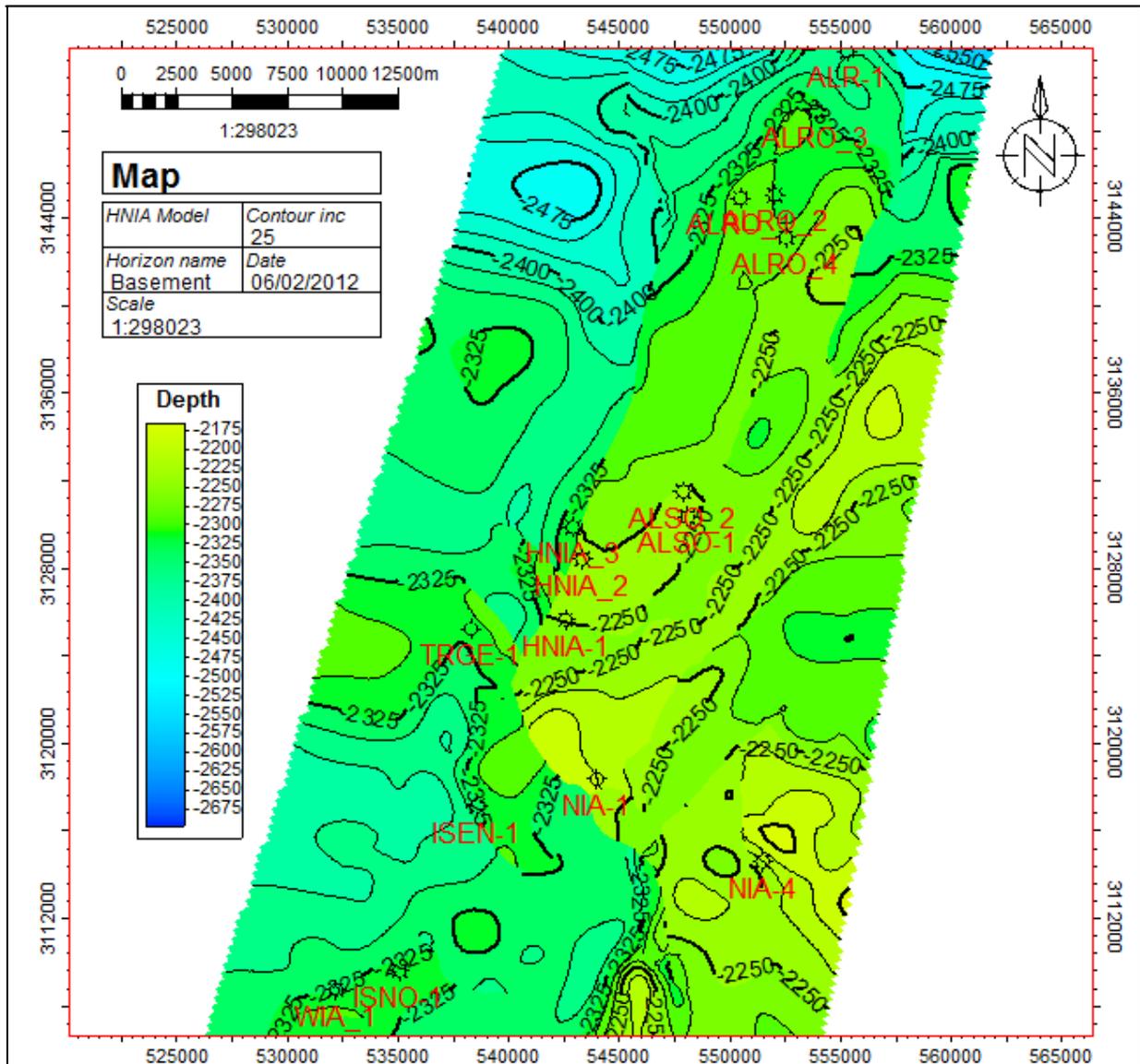


Fig IV-11 : Carte en Isobathes au toit du Socle.

VI-2- Les cartes en Isopaques :

VI-2-1-La carte en Isopaques de l'unité IV-3 :

La carte en Isopaques de l'unité IV-3 montre que cette unité a une faible épaisseur dans la partie Sud-est de la zone d'étude au voisinage des puits NIA-1 et NIA-4. Au Sud-ouest son épaisseur varie entre 9.88 m à ISNO-1 et 17.58 m à WIA-1. D'importantes épaisseurs sont enregistrées au voisinage des puits HNIA-1 et HNIA-2 et plus particulièrement à HNIA-3, où elles atteignent un maximum de 44.30 m. Par contre aux alentours des puits ALR-1 et ALRO, ce paramètre varie entre 9.73 m à ALRO-4 et 20,7m à ALR-1 (Fig IV-12).

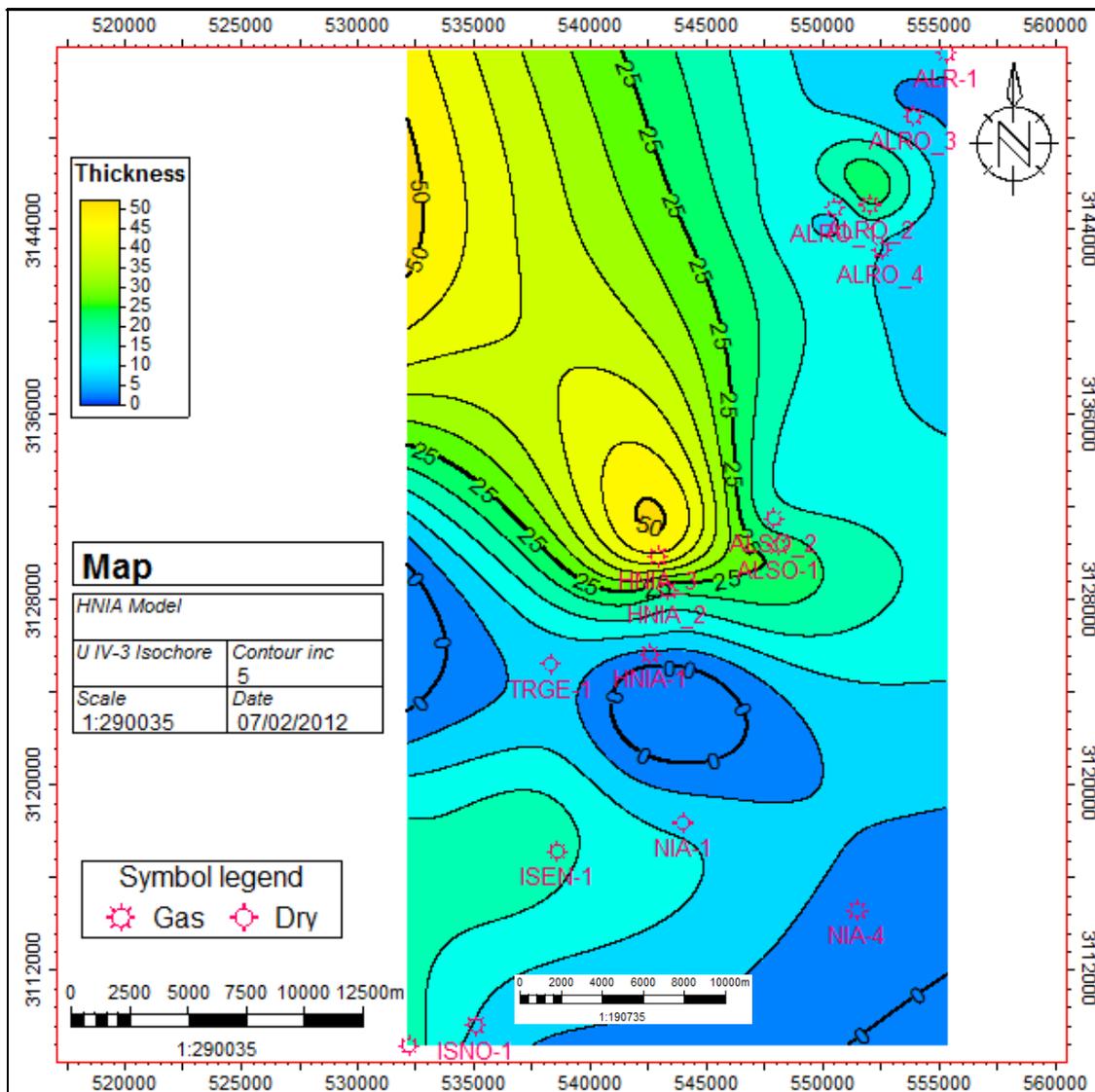


Fig IV-12 : Carte en Isopaques de l'unité IV-3.

VI-2-2-La carte en Isopaques de l'unité IV-2L :

L'analyse de la carte en Isopaques de l'unité IV-2L nous à permit de distinguer que dans la partie Nord-est cette unité est présente uniquement au niveau des puits ALR-1 et ALRO-3 avec des épaisseurs très importantes atteignant des valeurs de 50.82 m et 110.36 m successivement, ainsi que dans la partie Sud-ouest où son épaisseur est considérable mais relativement constante, elle varie entre 38.60 m à WIA-1 et 84.49 m à ISNO-. Dans le Centre-est et le Sud-est elle est totalement absente. (Fig IV-13).

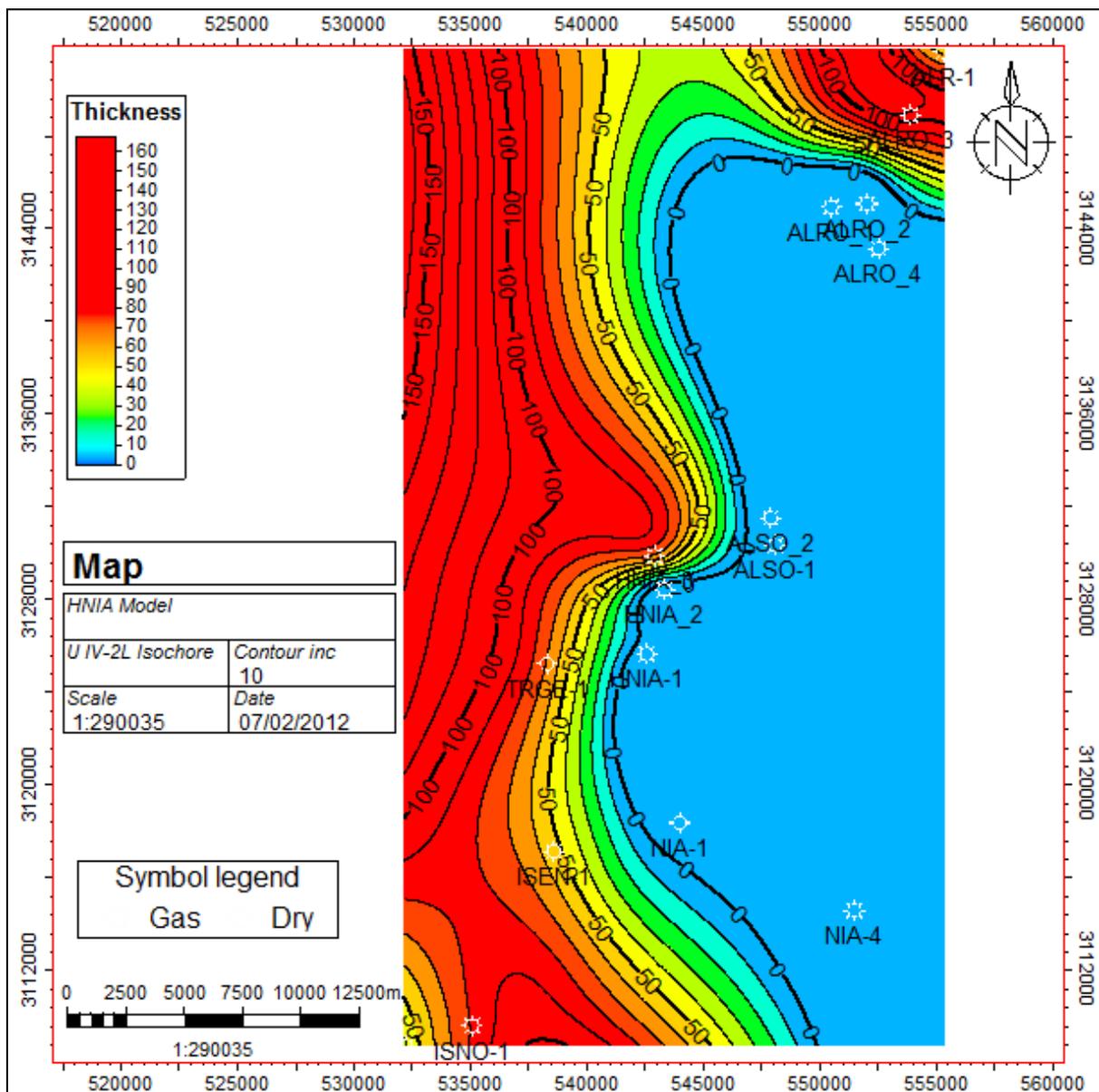


Fig IV-13 : Carte en Isopaques de l'unité IV.2L.

VI-2-3-La carte en Isopaques de l'unité III-3U:

La carte en Isopaques de l'unité III-3U montre que cette unité est présente dans la totalité de la partie Est de la zone d'étude, à l'exception au niveau du puits ALRO-3, où elle est absente pour des raisons qui restent à déterminer, avec des valeurs très importantes. Elle forme l'inter-fleuve et s'amincit progressivement en allant vers l'Ouest, où elle se biseaute au niveau du mur de l'unité IV qui comble la cuvette de la paléo-vallée. Elle est épaisse au Nord au voisinage des puits ALRO, elle varie entre 58,92 m à ALRO-1 et 67.58 m à ALRO-4. Au niveau des puits NIA-1, NIA-4 et HNIA-1, 2 et 3, l'épaisseur est relativement constante et oscille dans l'intervalle 57,39 m à NIA-1 et 62,55 m à HNIA-1 (Fig IV-14).

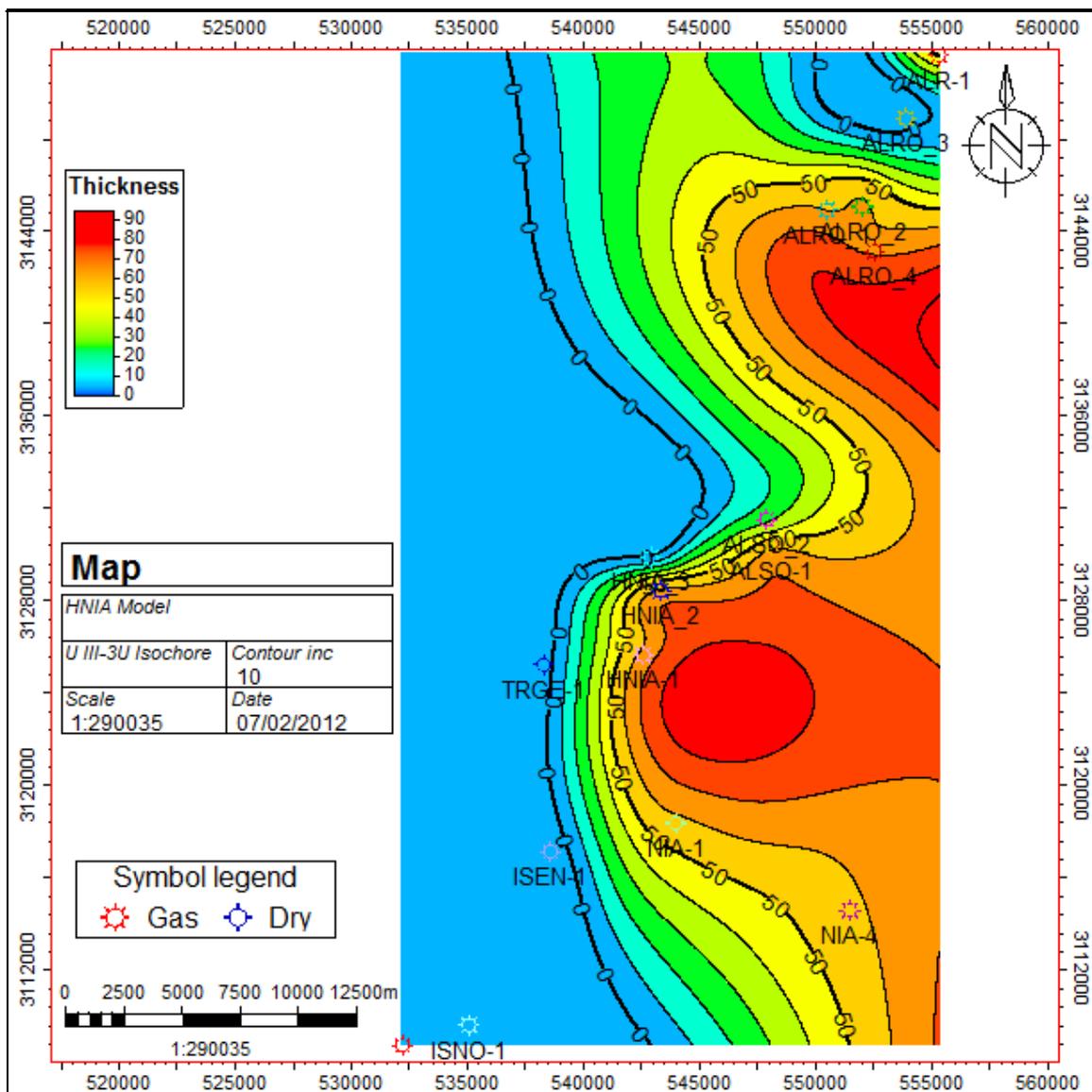


Fig IV-14 : Carte en Isopaques de l'unité III-3U.

VI-2-4-La carte en Isoques de l'unité II :

La carte en Isoques de l'unité II a montré une répartition plus ou moins régulière sur toute la zone d'étude, à l'exception de la partie Sud-ouest (ISNO-1, WIA-1, et TRGE-1) où elle est absente (paléo-vallée). Nous notons que l'épaisseur de l'unité II au niveau du puits NIA-4 est incorrecte, ce puits a été arrêté au niveau de cette unité, et il n'a pas atteint le Socle. En générale elle se caractérise par des épaisseurs moyennes. Elle est plus épaisse dans NIA-1 et HNIA-1, elle varie entre 26,75 m à HNIA-2 et 49,58 m à NIA-1, par contre, elle est moins épaisse au Nord au voisinage des puits ALR-1 et ALRO-3 avec des valeurs de 20,78 m et 9,55 m successivement (Fig IV-15).

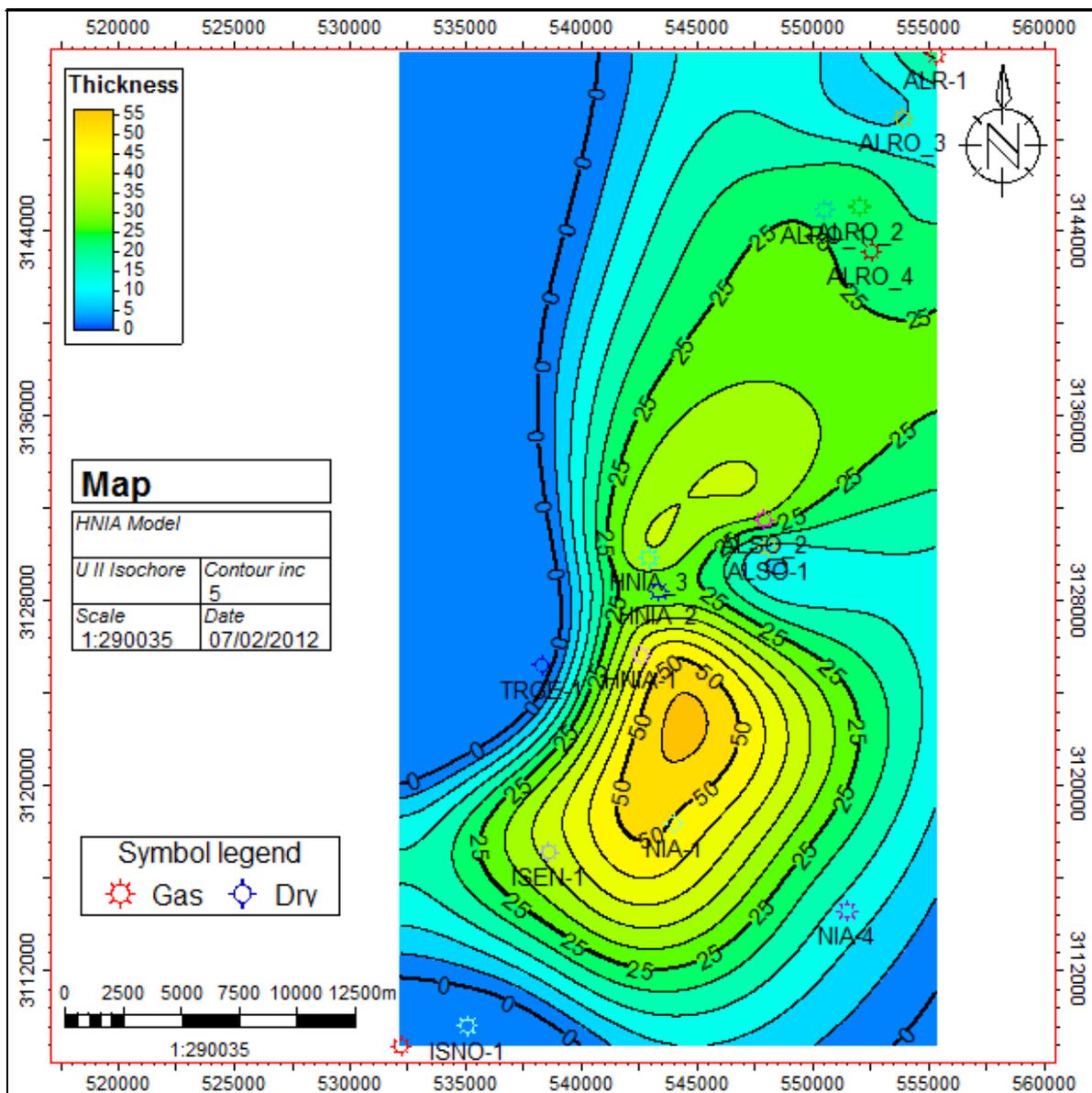


Fig IV-15 : Carte en Isoques de l'unité II.

VII-Conclusion

En conclusion, nous pouvons déduire ce qui suit:

Les cartes en Isobathes au toit du socle, au toit de la paléo-vallée et au toit de l'Ordovicien se coïncident en les superposant, ce qui signifie que l'héritage de la structure et les failles qui en résultent des mouvements tectonique ont été affectés par le socle Précambrien. Elles montrent aussi l'absence d'un changement structural majeur au sein de tout le gisement HNIA, malgré qu'il est formé de plusieurs petites structures, telles que :

- Les structures ALR et ALRO.
- La structure ALS.
- La structure HNIA.
- Les structures NIA-1 et NIA-4.
- Les structures TRGE-1, ISNO-1, ISEN-1 et WIA-1.

Ce qui nous fait penser d'une manière générale, que ce complexe est formé d'une seule structure qui a été affectée par un réseau de failles normales et inverses de différentes tailles et rejets.

Les cartes en Isopaques montrent que :

- L'unité II a une répartition spatiale importante et régulière au niveau de toute la zone d'étude, à l'exception de la partie Sud-ouest où elle est absente.
- L'unité III-3U est présente dans la partie Nord et Est.
- L'unité IV-2L est présente dans le Nord, à l'Ouest et au Sud-ouest.
- L'unité IV-3 couvre pratiquement toute la zone d'étude avec une épaisseur relativement faible. Elle devient plus importante vers l'Ouest (puits HNIA-3).

En ce qui concerne les caractéristiques pétrophysiques, la porosité et la perméabilité sont faibles à très faibles en générale, notamment pour l'unité II, III-3Upper et l'unité IV-2Lower où elles varient de 03 % (ALSO-2) à 09 % (NIA-4) et de 0.02 md (ALSO-1) à 0.36 md (TRGE-1) respectivement, caractérisant ainsi des réservoirs compacts.

Pour l'unité IV-3, ses valeurs de porosité et de perméabilité s'améliorent par endroit et oscillent entre 04 % (ALRO-3 et ALR-4) à 12 % (ISNO-1, WIA-1 et ALRO-1) et de 0.02 md (ALR-1) à 1.8 md (ALSO-1). Elle présente des qualités réservoirs plus ou moins meilleures,

en particulier dans la partie Nord et Sud-ouest. La saturation en eau est moyenne à faible avec des valeurs variant de 02 % (ISNO-1) à 37 % (HNIA-1). Les valeurs de volume d'argile oscillent entre 02 % (ALRO-3 et ISNO-1) et 33 % (ALSO-1).

Enfin, Nous observons que dans la partie Sud-ouest de la zone d'étude (puits ISEN-1, ISNO-1 et WIA-1), ainsi qu'au niveau du puits ALRO-1 au Nord, la valeur de porosité de l'unité IV-3 semble beaucoup plus supérieure (12 %) de la moyenne générale de l'ensemble des autres puits, qui est de l'ordre de 5 %, ce qui ne reflète pas le caractère compact de cette unité dans ces puits (Fig IV-5).

De plus la valeur de perméabilité dans le puits TRGE-1 varie de 0.36 md à 0.67 md, dans le puits NIA-4 elle est de l'ordre de 4.59 md (unité II) et dans le puits ALSO-1 elle est de l'ordre de 1.8 md (unité IV-3). Ces valeurs sont relativement bonnes et se présentent comme anomalie par rapport à la moyenne générale qui est de l'ordre de 0.05 md.

Bien que ces mesures de perméabilité réalisées sur quelques puits (selon la disponibilité des données) nous ont permis d'avoir une idée générale sur la zone d'étude, nous pensons qu'elles restent insuffisantes et nécessitent une étude plus détaillée afin d'abord de réaliser un trend général montrant la distribution spatiale de la perméabilité, et en fin de confirmer le caractère compact des réservoirs cambro-ordoviciens dans le gisement de HNIA.

Chapitre V

MODELISATION DES RESERVOIRS CAMBRO- ORDOVICIENS DU GISEMENT HNIA

I-Introduction

La modélisation des réservoirs constitue une étape indispensable pour la finalité de cette étude, pour cela l'utilisation d'un logiciel approprié qui répond plus ou moins à notre objectif est nécessaire et indispensable. L'acquisition du logiciel Petrel et du workflow ont été d'un grand apport dans cette partie de l'étude. Ce dernier se base sur des fonctions statistiques.

Deux approches existent :

- Déterministe
- Stochastique

a) Approche déterministe : elle est utilisée dans de nombreux cas, mais elle présente des limites dans le cas des réservoirs et des gisements complexes :

- Elle génère une cartographie très lissée, et en résulte une mauvaise appréciation du réservoir, dans le domaine de la production particulièrement.
- Un autre inconvénient de cette méthode est qu'elle ne fournit qu'un seul modèle. Il est évident, que de vouloir estimer les volumes d'hydrocarbures et les caractéristiques du réservoir à partir d'une information très pauvre et dispersée (un nombre réduit de puits sur des dizaines de Km), ne soit pas représentative de la zone d'étude.
- L'incertitude est parfois très importante.

b) Approche stochastique : elle conduit à la construction d'une multitude de modèles, en fonction de la nature de la variable; aussi différentes méthodes de simulation sont appliquées :

- La simulation d'une variable continue : représentée par les propriétés pétrophysiques, l'épaisseur d'une couche ou la vitesse de propagation des ondes.
- La simulation d'une variable dite discrète : correspond à des éléments de classification, tel que le faciès par exemple.
- La simulation des objets : un objet possède une forme géométrique, nous pouvons simuler les chenaux par exemple sous une forme sinusoïdale avec une orientation donnée.

Dans le cadre de cette étude étant donné le nombre de puits, la dispersion des données et la complexité des réservoirs, l'approche stochastique semble la plus indiquée.

Le modèle géologique tridimensionnel de la structure horst Nord In Amenas (HNIA) construit en utilisant ce logiciel est le résultat de l'intégration de toutes les données disponibles et les résultats obtenus de l'interprétation pétrophysiques et les électrofaciès déterminés à partir de l'interprétation des logs et des carottes dans chaque puits, ainsi que leur répartition dans l'espace. La distribution spatiale de ces résultats est réalisée par des lois géostatistiques à base de variogrammes.

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

- Chargement des données.
- Modélisation de la structure et caractérisation du maillage géologique.
- Modélisation des propriétés

II- Procédures de travail :

Pour construire un modèle géologique on doit passer par les étapes suivantes :

II-1- Chargement des données :

Les données chargées sont :

- **Données des puits** : chargement des coordonnées (x, y et kb) de tous les puits utilisés pour construire ce modèle. Les toits et les murs des unités existantes dans chaque puits interprétés à partir des diagraphies.
- **Faille** : le modèle des failles affectant la structure de HNIA a été chargé directement à partir de l'interprétation sismique faite par Landmark.
- **Horizons** : trois horizons principaux interprétés à partir de la sismique et convertis en carte de profondeur. Ces horizons sont :
 - Le toit de l'Ordovicien
 - Le toit de la paléo-vallée
 - Le toit de la base (socle).

II-2- Construction du modèle structural (Structural Modeling) :

Après le chargement des données dans "Petrel", l'étape suivante est la modélisation de la structure et la construction du maillage géologique. Cette étape nécessite la définition des plans de failles en 3D à partir de l'interprétation des failles en sismique (2D) ainsi que le toit et le mur des unités déterminées à partir du découpage des formations représentées sous forme de logs (Diagraphie).

- **La grille de pilier (Pillar gredding):** très importante étape dans la réalisation du modèle géologique 3D, où en utilisant le plan de faille déjà achevé auparavant (Fig V-1), on construit une grille composée de trois couches (Top, Mid et Bottom skeleton) formant le squelette du modèle, susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs considérés dans cette étude (Fig V-2).

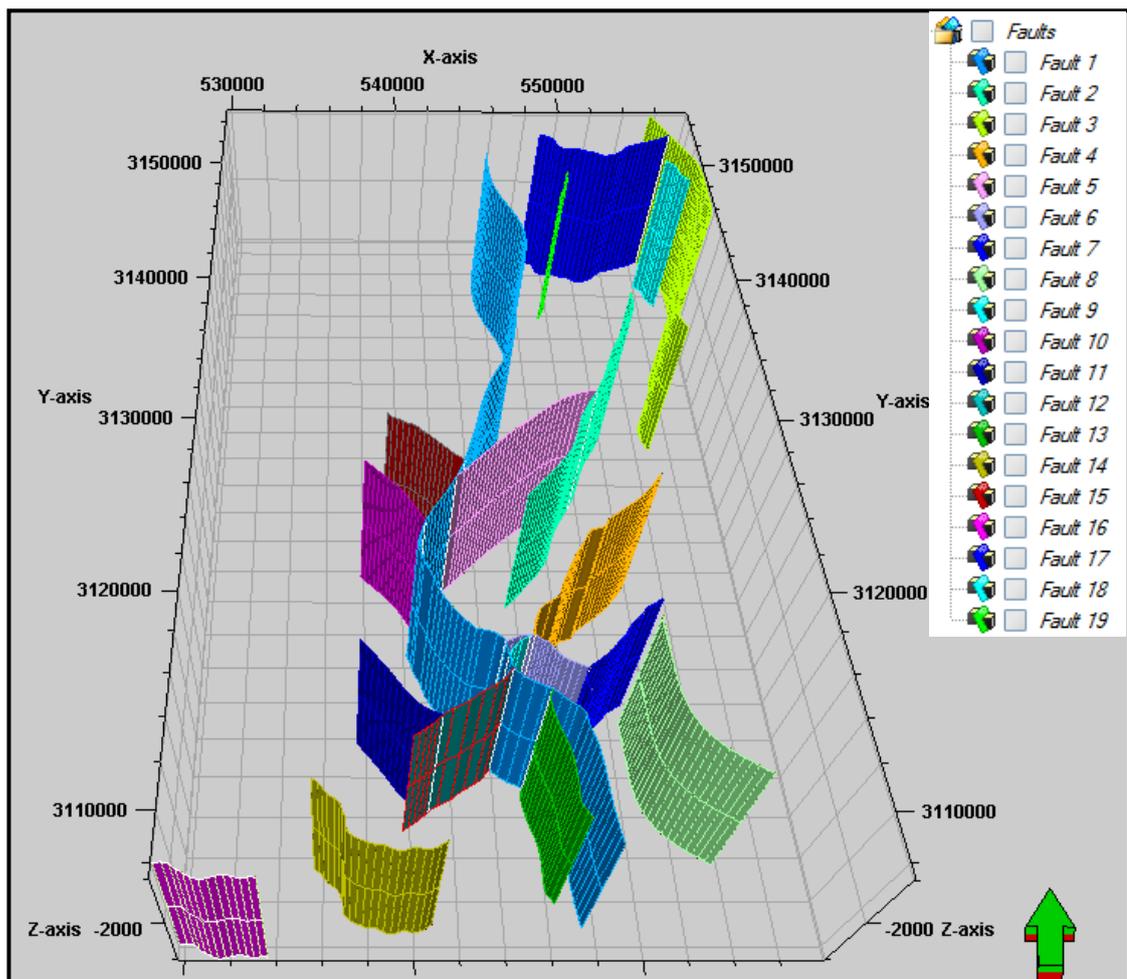


Fig V-1 : Le modèle des failles en 3D

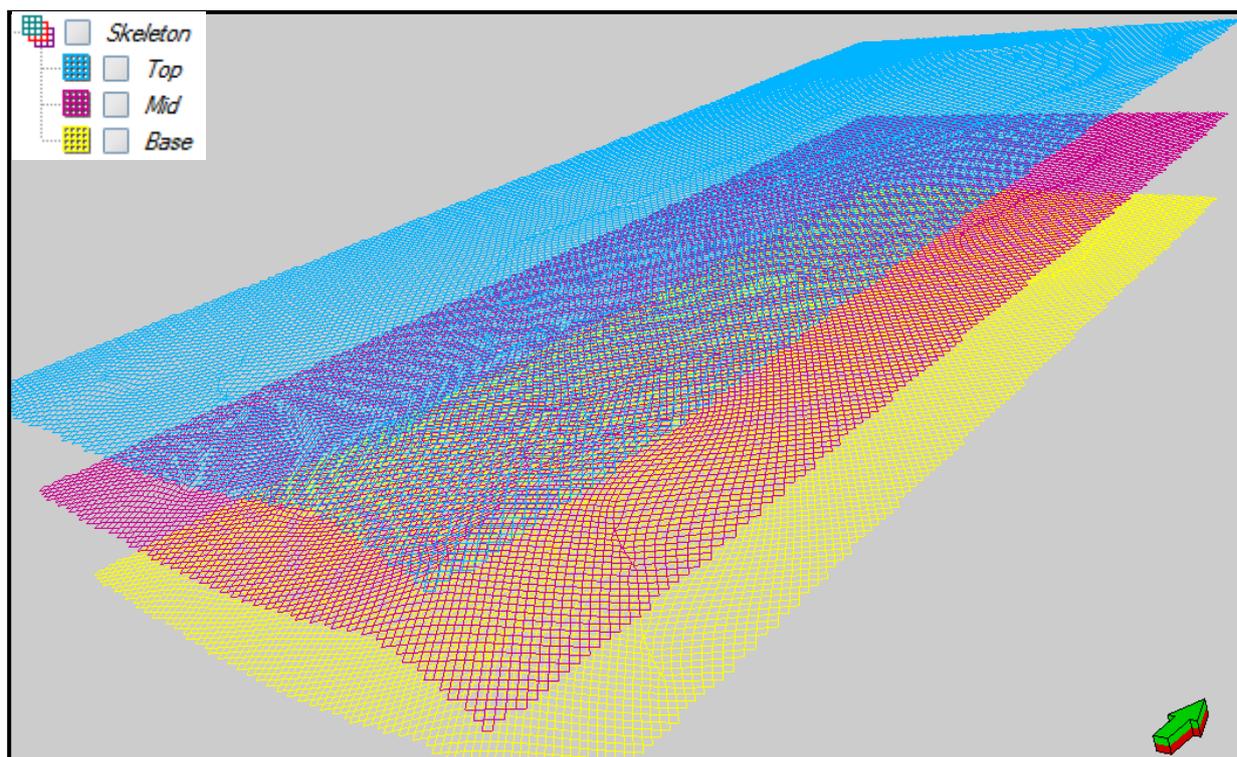


Fig V-2 : La grille de pallier

- **La modélisation des horizons (Make horizon):** c'est l'insertion des horizons dans la grille 3D (Fig V-1). Trois principaux horizons à savoir le toit de l'Ordovicien, le toit de la paléo-vallée et le toit du Socle, interprétés à partir de la sismique, ont été insérés initialement pour guider la modélisation. En suite l'insertion des autres horizons intermédiaire interprétés à partir des puits (Diagraphie) dans la grille 3D (Fig V-3). En tout, 10 horizons ont été insérés dans le modèle, neuf (09) représentent les toits des différentes unités interprétées à partir des diagraphies, et le dixième représente le toit du Socle. Nous avons imposé comme contrainte pour le modèle les tops des puits (Well top) correspondant à chaque unité et les failles associées. Un rejet de 100 m au maximum a été imposé pour toutes les failles, qui s'inscrivent dans le cadre global connu à l'échelle de la région d'étude. L'orientation de ces accidents est NNE-SSW à N-S, souvent entre coupée par des directions E-W (Fig V-1).

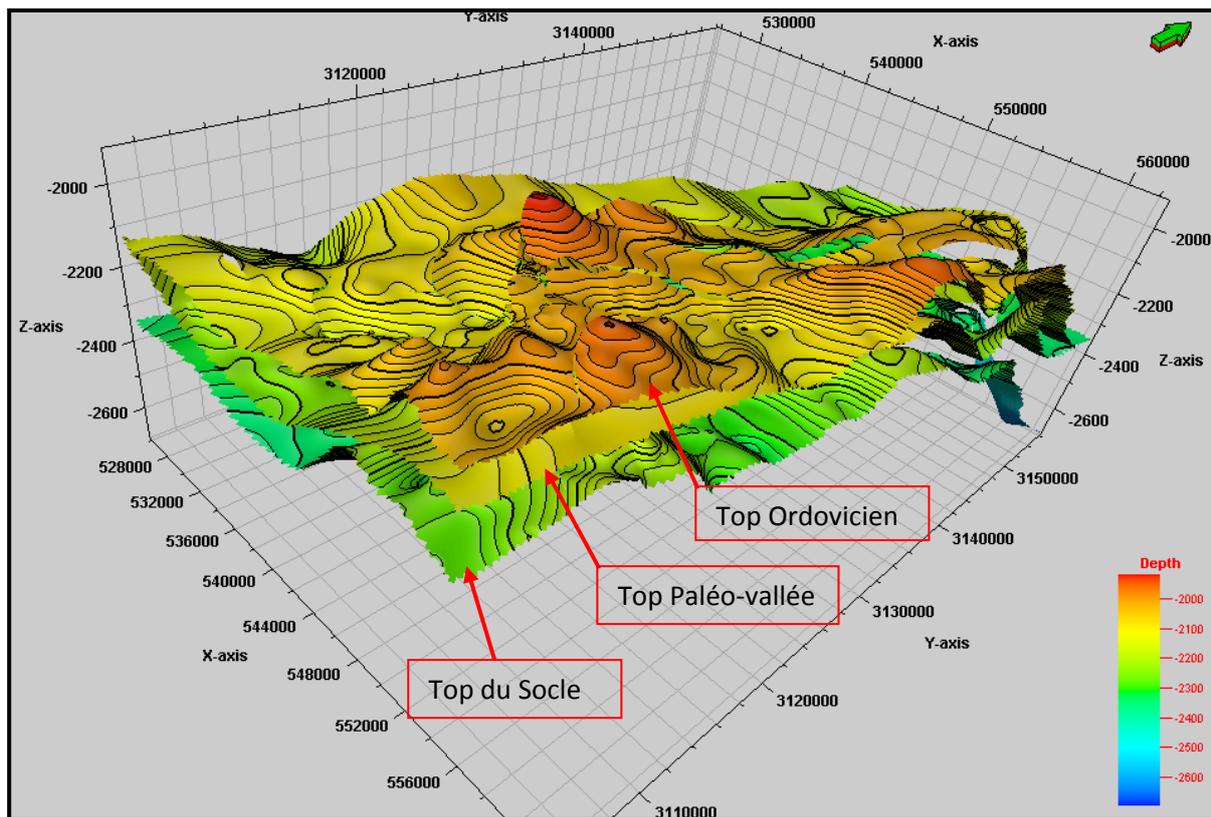


Fig V-3 : Le modèle des horizons

➤ **La création des zones (Make zones)** : cette étape est le résultat de l'étape précédente (make horizon). Le nombre de zones se limite au nombre d'unités constituant les formations du Cambro-Ordovicien. Deux principales zones ont été considérées, formant ensemble neuf (09) sous zones qui sont de haut en bas (Fig V-4):

✓ Zone 1 :

- Unité IV-4
- Unité IV-3
- Unité IV-2upper
- Unité IV-2lower
- Unité IV-1

✓ Zone 2 :

- Unité III-3upper
- Unité III-3lower
- Unité III-1
- Unité II

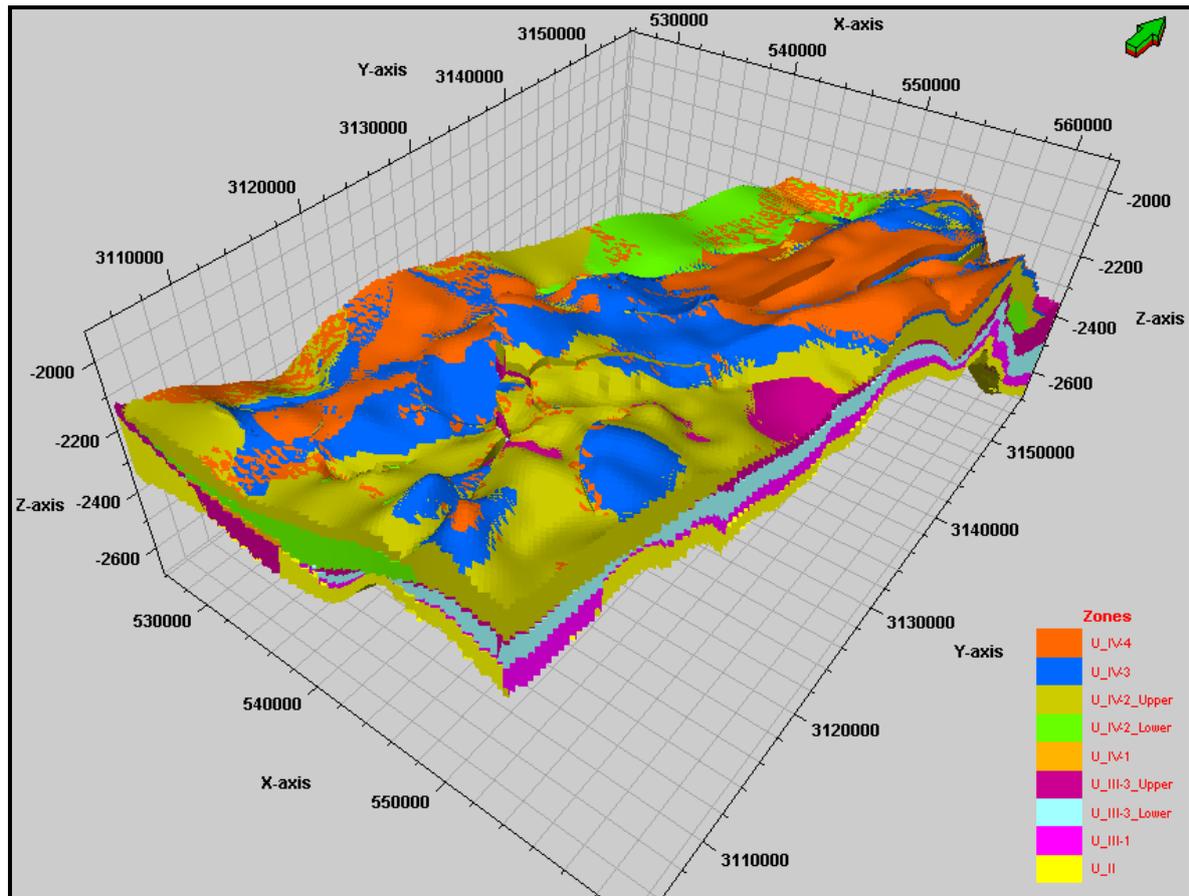


Fig V-4 : Le modèle des zones

- **Le découpage en drains (Layering)** : la dernière étape de la construction de la structure du modèle est de définir l'épaisseur et l'orientation des drains entre les horizons de la grille 3D. Ces drains en conjonction avec les piliers définissent les cellules de la grille 3D, en lui donnant une meilleure résolution. Le découpage en drain a été réalisé parallèlement à la base, qui subdivise les unités réservoirs en drain, chaque drain présente 2 m d'épaisseur (Fig V-5).

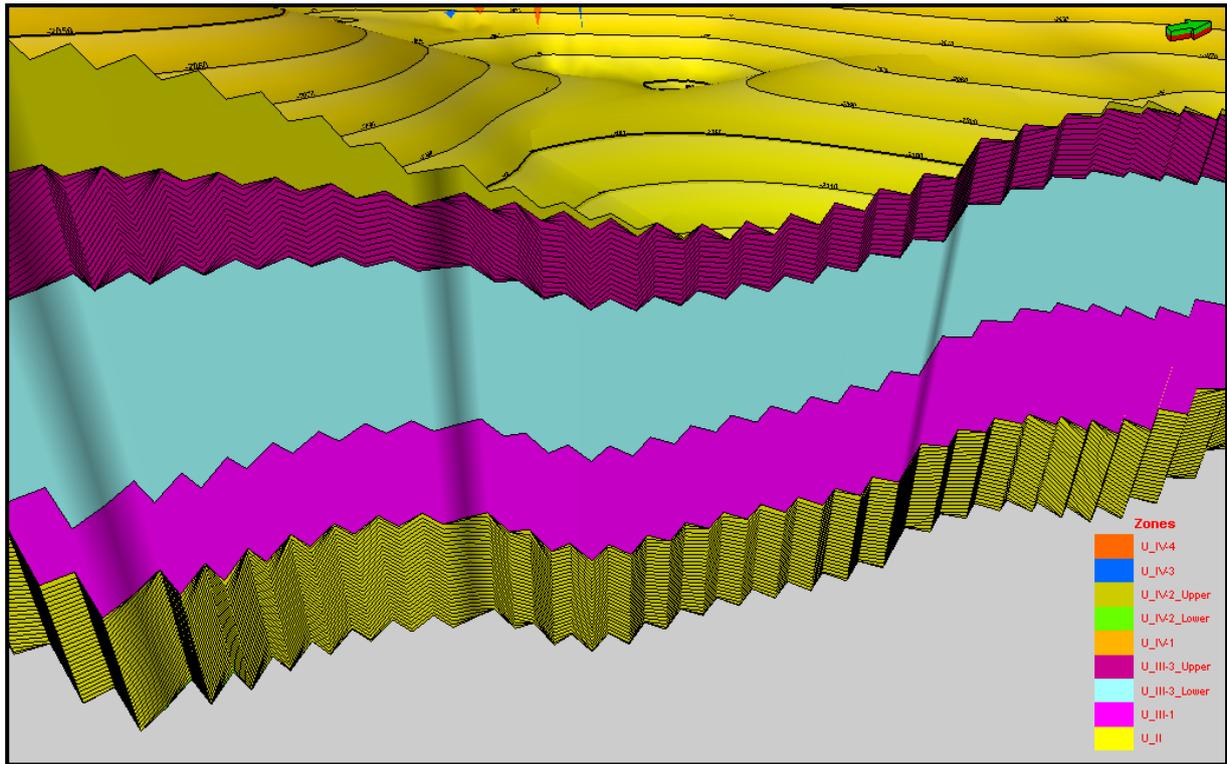


Fig V-5 : Découpage du modèle 3D en zones et drains.

II-3- Le modèle des propriétés (property modeling) :

- **La moyenne des propriétés (upscaling) :** ce processus est nécessaire pour construire le modèle des faciès (facies modeling). C'est un automatique processus qui sert à définir les cellules qui ont été pénétrées par les puits (Fig V-6) et de calculer la moyenne de chaque propriété dans chaque cellule en utilisant :
 - La moyenne arithmétique pour la porosité, la saturation et le volume d'argile.
 - La moyenne géométrique pour la perméabilité.
 - La proportion dominante (most off) pour la modélisation des faciès.

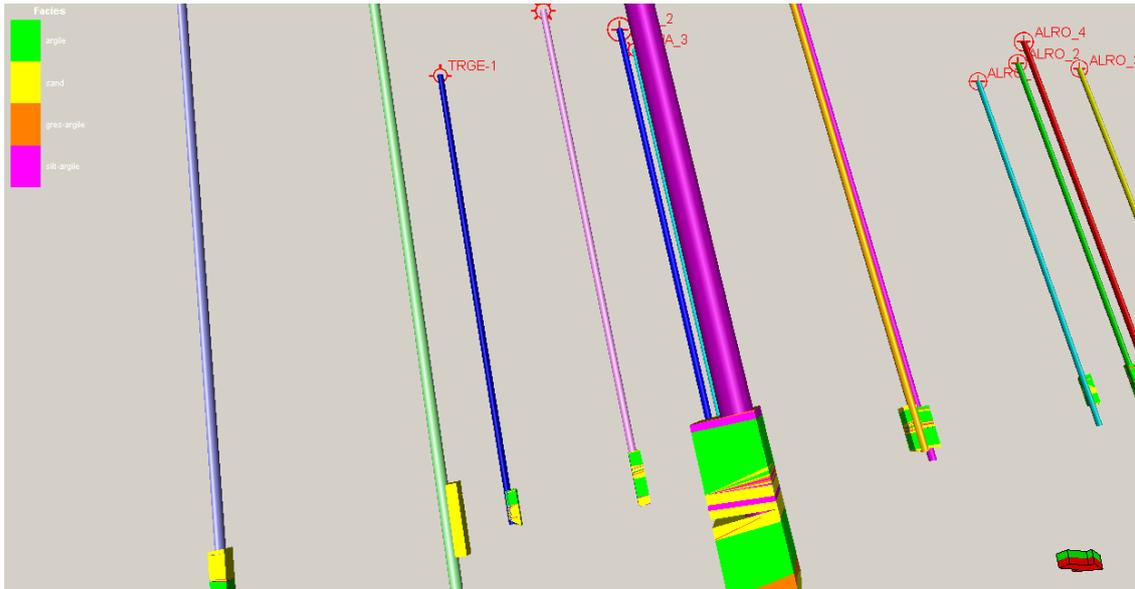


Fig V-6 : La moyenne des propriétés (upscaling)

- **L’analyse des données (Data analysis)** : l’application des lois mathématique et géostatistique a permis de choisir des modèles de variogramme de chaque propriété étudiée, afin de suivre sa distribution verticale et latérale (Fig V-7).

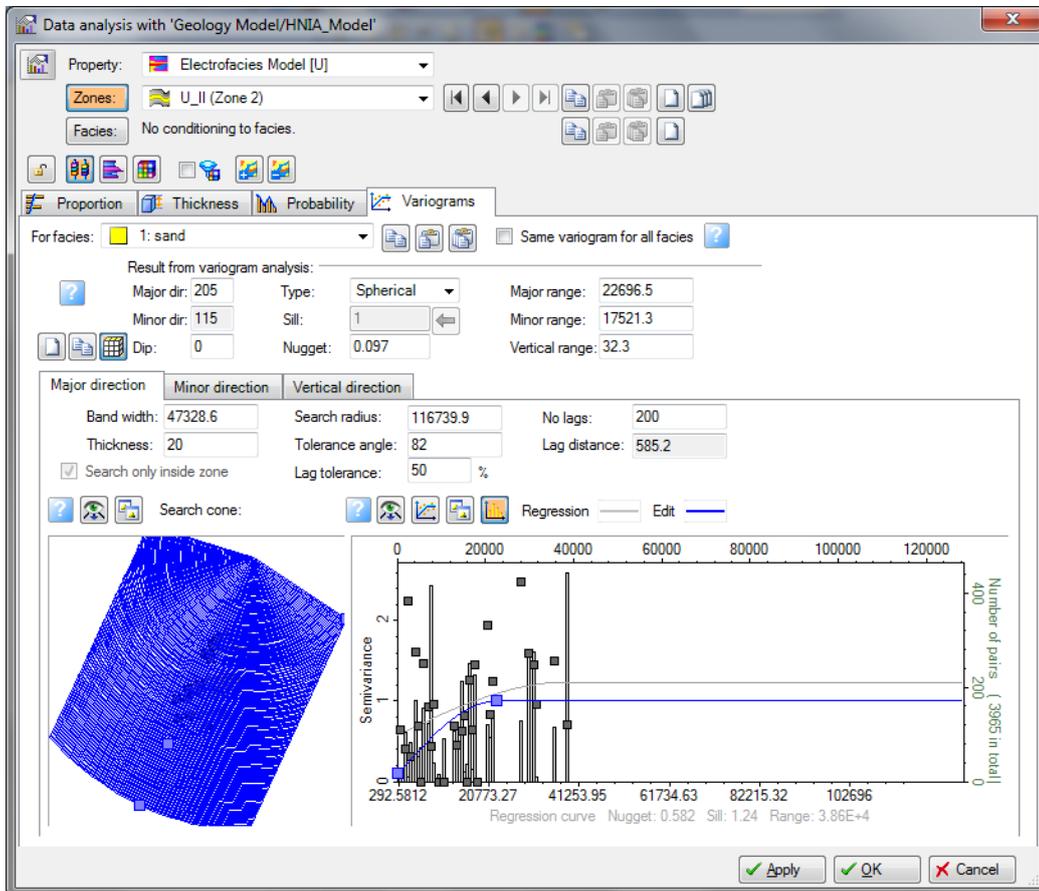


Fig V-7 : L’analyse des données (Data analysis)

➤ **La modélisation des faciès** : nous avons utilisé les électrofaciès définis et interprétés dans le chapitre II (sédimentologie) pour construire le modèle de faciès. Les différents faciès reconnus dans ces trois unités sont :

- Faciès de chenal.
- Faciès de levée.
- Faciès de plaine d'inondation.
- Faciès de remplissage d'estuaire.
- Faciès fluviatile /tidal
- Faciès de plaine alluviale.
- Faciès marin

Vu le grand nombre de faciès rencontrés dans la zone d'étude et pour simplifier ce modèle, nous avons regroupé ces faciès en quatre (04) groupes selon leur composition générale et selon le découpage des unités en électrofaciès à partir de la diagraphie:

- Grès : Tous les lithofaciès gréseux, correspondant à des dépôts de remplissage de chenaux fluviatiles en tresse, de remplissage estuarien, et des dépôts de transition de shoreface fluviaux-tidal.
- Grès-argile : tous les lithofaciès grès-argileux qui forment les chenaux fluviatiles et les dépôts de shore face, où la fraction argileuse est importante.
- Silt-argileux : Tous les lithofaciès Silt-argileux et Argile-silteux correspondant à des dépôts de levée et de plaine alluviale.
- Argile : Tous les lithofaciès Argileux, représentés par les dépôts de plaine d'inondation et plaine alluviale.

Le module 'data analysis' dans Petrel permet de choisir le type de variogramme sphérique pour chaque faciès, afin d'être intégré dans la modélisation des différents niveaux réservoirs considérés. La distribution la plus représentative a été obtenue avec le variogramme vertical. Le variogramme horizontal ne donne aucune distribution, tous les points sont dispersés.

Pour la simulation, la méthode stochastique, et le séquentiel indicator simulation (SIS) comme algorithme ont été utilisés.

Les modèles de faciès des différents niveaux réservoirs (unités II, unités III-3U, unités IV-2L et unités IV-3) sont représentés par la figure V-8 (A, B, C et D). Ils montrent la distribution spatiale des différents faciès. Cette figure montre que les unités II et IV-3 sont beaucoup plus gréseuse surtout dans la partie Sud correspondant aux dépôts fluviatile. La

fraction gréseuse diminue du Sud vers le Nord, ce qui traduit l'augmentation de la fraction fine représentée par les silts et les argiles. Les unités III-3Upper et IV-2Lower sont dominées par le faciès gréseux, avec la présence des autres faciès qui sont représentés par des faibles pourcentages.

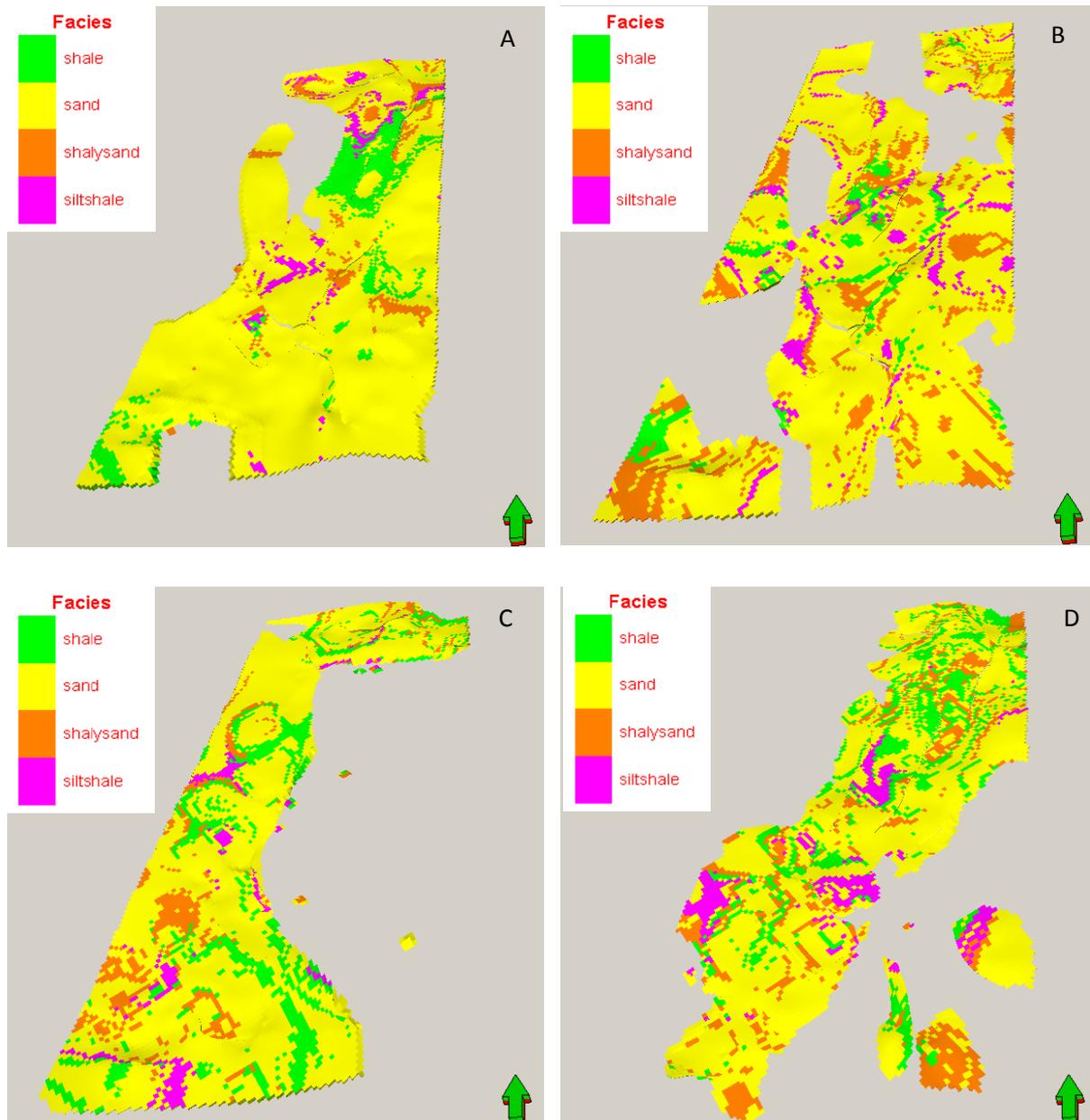


Fig V-8 : Modèles de faciès des unités réservoirs du Cambro-Ordovicien

A: Unite II

B: Unite III-3Upper

C: Unite IV-2Lower

D: Unite IV-3

- **La modélisation pétrophysique :** les modèles des différentes propriétés pétrophysique (porosité, saturation en eau et volume d'argile) ont été réalisés à partir de l'interprétation pétrophysique en utilisant le IP. Pour la simulation, l'algorithme SGS (Séquentiel Gaussian Simulation) et le variogramme sphérique ont été utilisés.

- **Les modèles en Iso-porosité** : les modèles en iso-porosité des réservoirs cambro-ordoviciens (Fig V-9) montrent d'une manière générale une faible porosité qui dépasse rarement les 10 %, en particulier dans les réservoirs des unités II, III-3Upper et IV-2Lower (Fig V-9 : A, B et C), où la porosité moyenne varie entre 5 et 7 % caractérisant ainsi des réservoirs compacts. Concernant le réservoir de l'unité IV-3 (D), nous observons une amélioration de la porosité atteignant ainsi dans certains endroits 12 %.

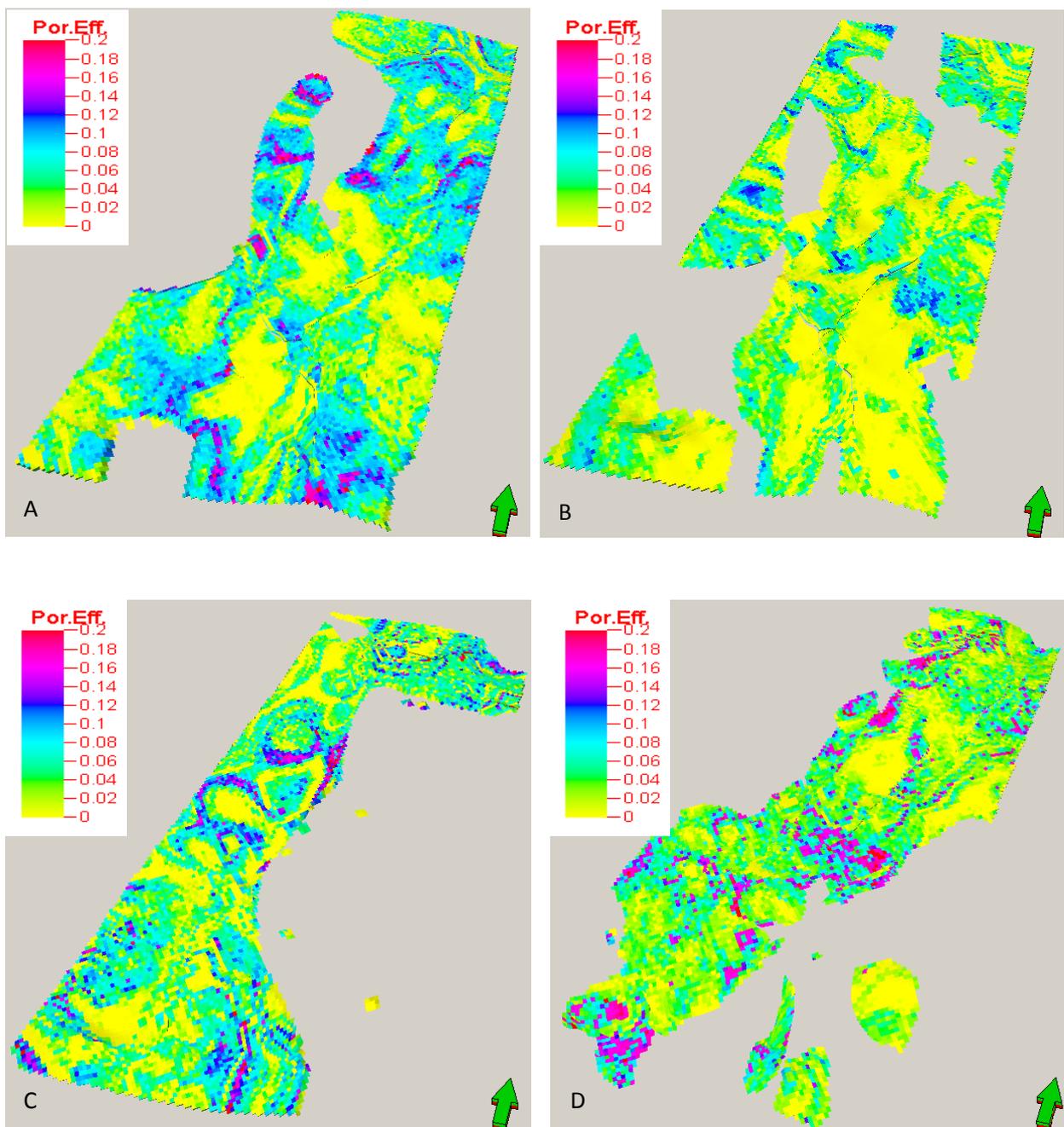


Fig V-9 : Modèles en Iso-porosité des unités réservoirs du Cambro-Ordovicien.

A: Unité II

C: Unité IV-2Lower

B: Unité III-3Upper

D: Unité IV-3

- **Les modèles en Iso-saturation en eau :** ces modèles montrent une saturation en eau moyenne. Elle est plus importante sur les flancs que dans les zones hautes. Les zones qui ont une faible saturation en eau correspondent à des zones de faible teneur en argile avec des valeurs de porosité relativement bonnes (Fig V-10).

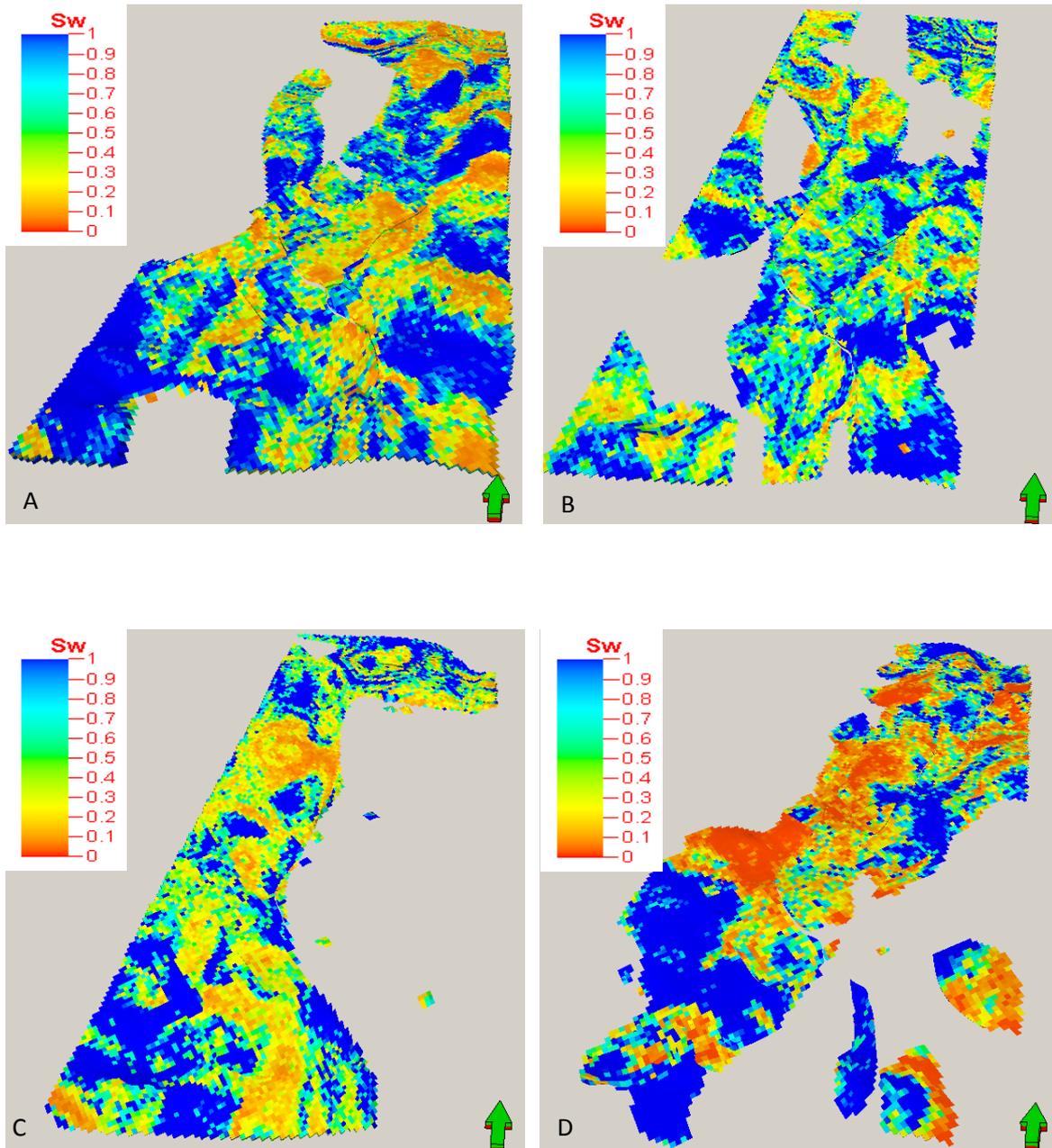


Fig V-10 : Modèles en Iso-saturation en eau des unités réservoirs du Cambro-Ordovicien.

A: Unite II

C: Unite IV-2Lower

B: Unite III-3Upper

D: Unite IV-3

- **Les modèles en Iso-volume d'argile :** en général, ces modèles montrent un faible volume d'argile à travers toutes les unités réservoirs, nous remarquons que les zones qui ont une très faible teneur en argile ont une porosité plus ou moins bonne par rapport aux zones argileuses, restant faible à l'échelle de la zone d'étude (Fig V-11).

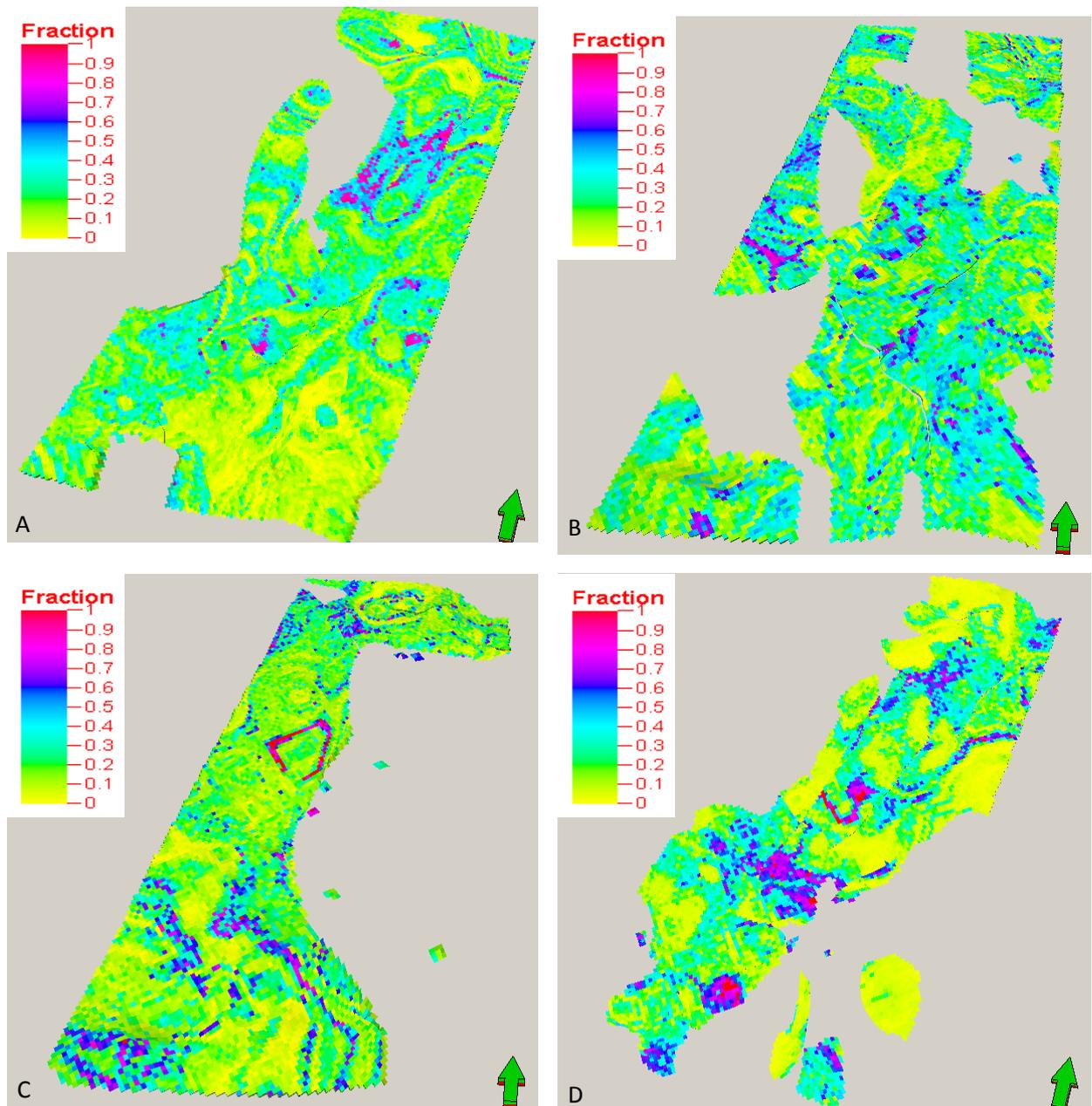


Fig V-11 : Modèles en Iso-volume d'argile des unités réservoirs du Cambro-Ordovicien.

A: Unite II

B: Unite III-3Upper

C: Unite IV-2Lower

D: Unite IV-3

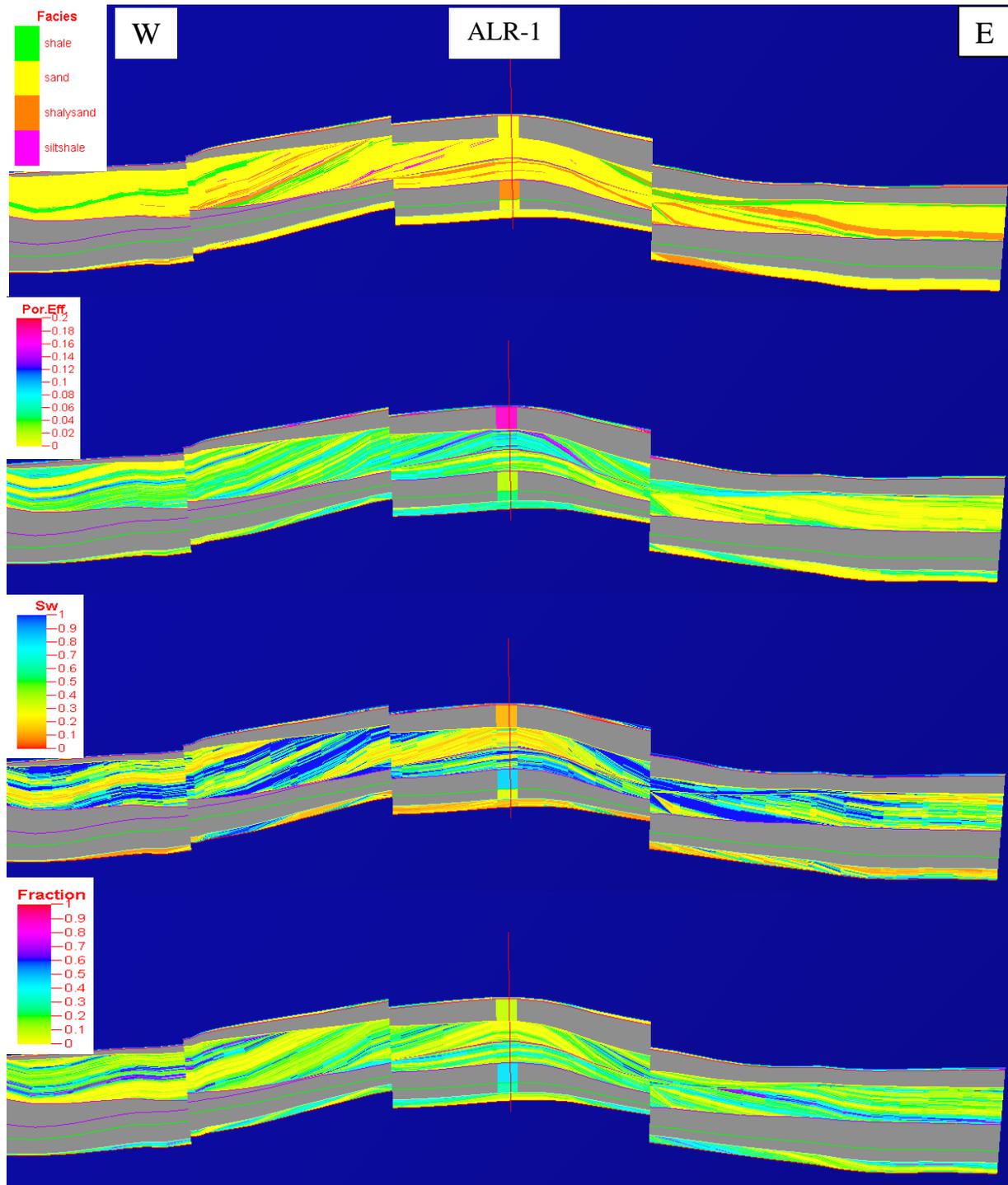


Fig V-13 : Coupe verticale réalisée dans la partie Nord de la zone d'étude.

- **Coupe 2 :** elle a été établie dans le milieu de la zone d'étude, avec une orientation E-W. Elle passe par les puits HNIA-1 et TRGE-1. Cette coupe montre l'existence de plusieurs failles normales et inverses affectant la structure de HNIA. Elle montre aussi l'évolution des niveaux gréseux de l'Est vers l'Ouest en particulier au niveau du puits HNIA-1 qui se situe dans l'interfleuve, nous observons ainsi la présence de trois unités réservoirs, à savoir: l'unité II, l'unité III-3U et l'unité IV-3

avec des épaisseurs faibles à moyennes, tandis que, au niveau du puits TRGE-1 qui se situe dans la paléo-vallée présente des épaisseurs de grès très considérables avec l'absence de l'unité-II et l'unité III-3U (Fig V-14). Ces niveaux gréseux ont une porosité faible, avec un volume d'argile et une saturation en eau faible à moyenne.

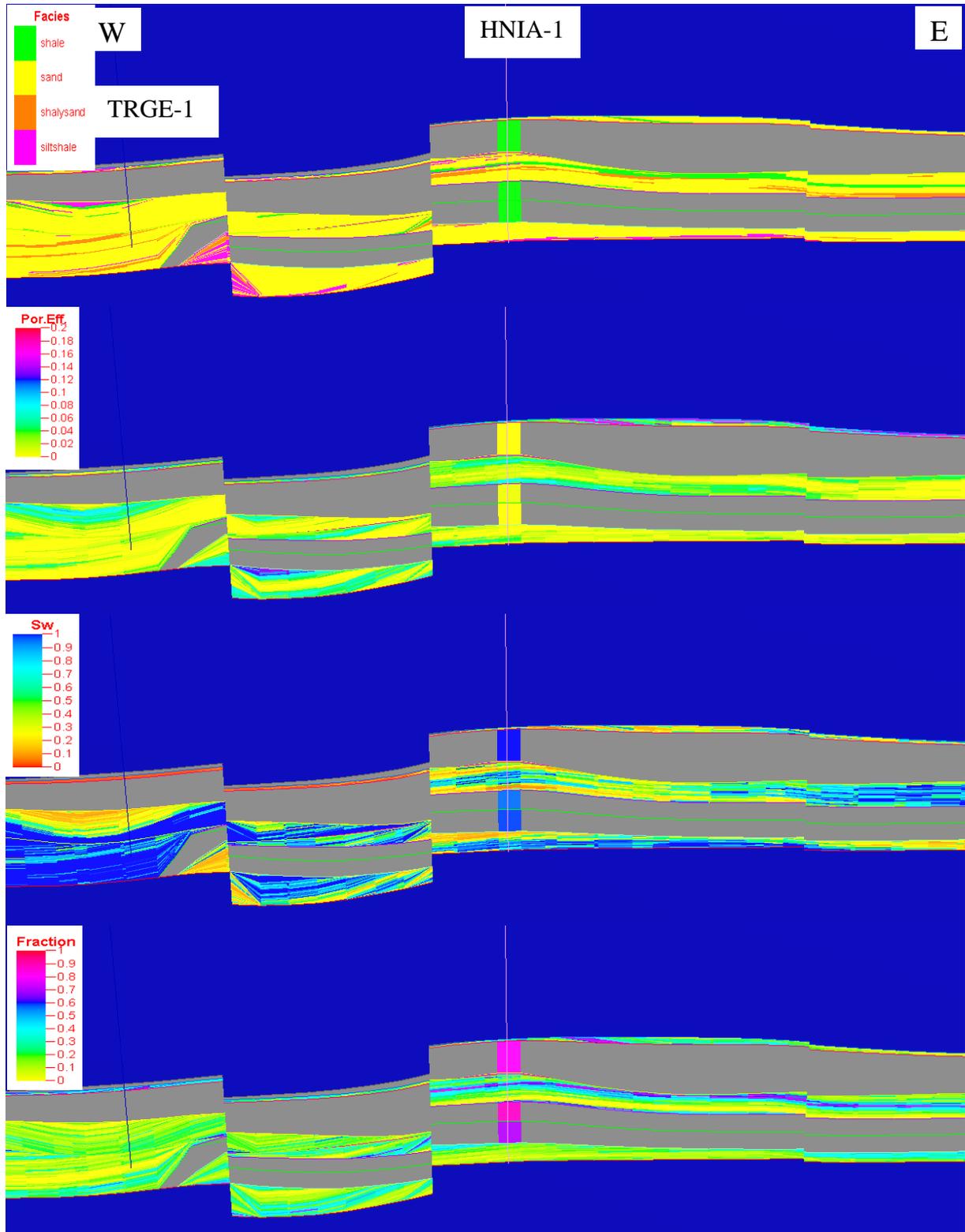


Fig V-14 : Coupe verticale réalisée dans le milieu de la zone d'étude.

- **Coupe 3 :** cette coupe a été établie dans le but de montrer l'évolution des différents paramètres dans la partie Sud de la région d'étude. Elle a une orientation E-W, passant par les puits ISNO-1 et WIA-1, qui sont situés entièrement dans la paléo-vallée. Cette dernière est séparée de l'interfleuve par une faille normale avec un rejet d'environ 100 m. les niveaux gréseux sont plus épais dans l'interfleuve que dans la paléo-vallée. Les porosités sont faibles de part et d'autre, la saturation en eau est moyenne et le volume d'argile est faible à moyen (Fig V-15).

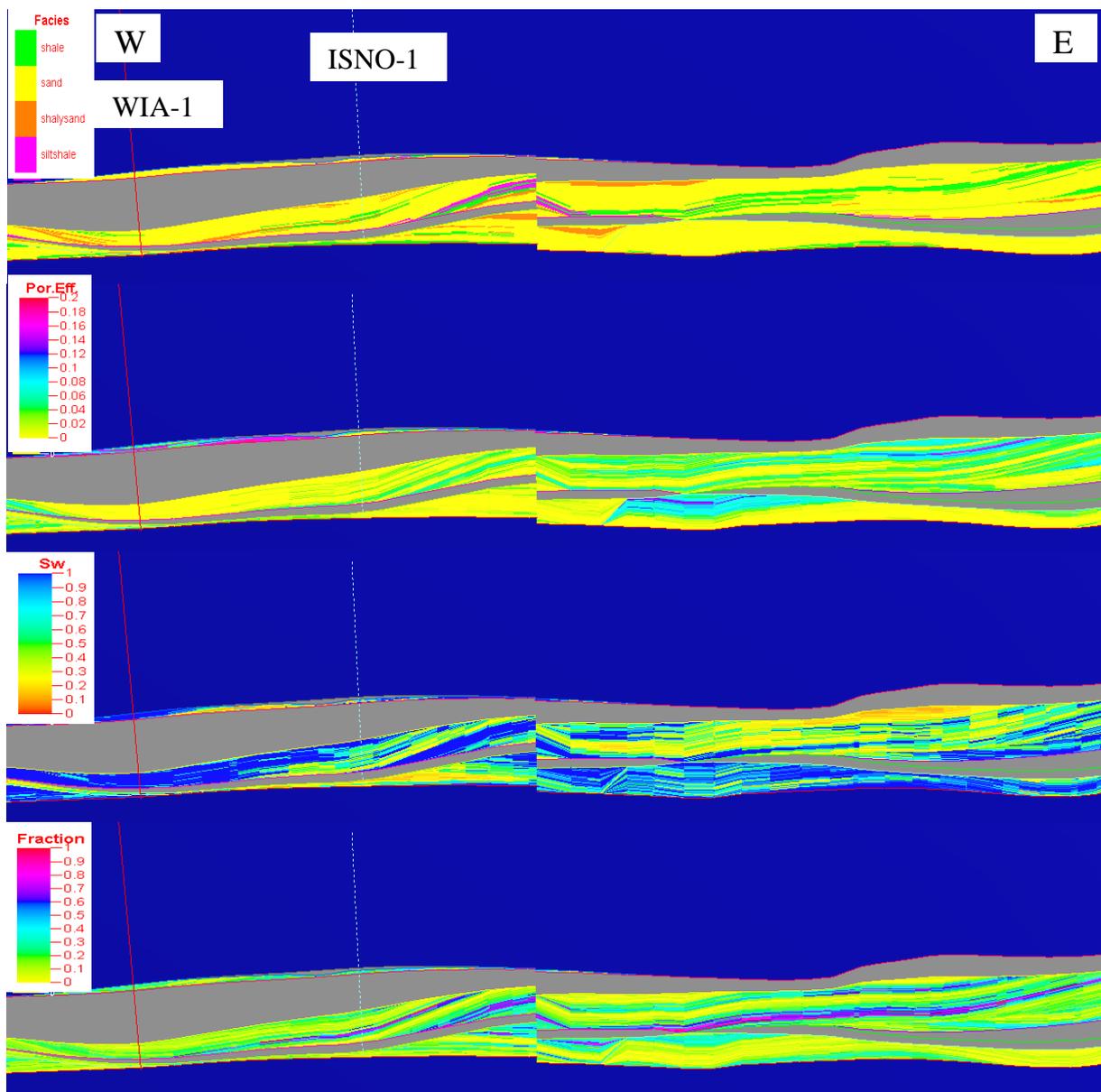


Fig V-15 : Coupe verticale réalisée dans la partie Sud de la zone d'étude.

- **Coupe 4 :** la coupe 4 a été réalisée pour suivre la variation des différents paramètres dans la direction Nord-Sud. Elle passe par les puits HNIA-3, HNIA-2, HNIA-1 et

NIA-1. Elle montre une structure affectée par deux failles inverses à rejet important, qui ont certainement participées à la structuration de la zone d'étude et aussi à la réduction de l'épaisseur totale des dépôts, et par conséquent celle des corps gréseux au Nord du puits HNIA-1. Les niveaux gréseux sont corrélables et deviennent de plus en plus épais en allant vers le Sud. En ce qui concerne les caractéristiques pétrophysiques le long de cette coupe, on observe de faibles valeurs de porosité, une faible à moyenne saturation en eau, et un faible volume d'argile (Fig V-16).

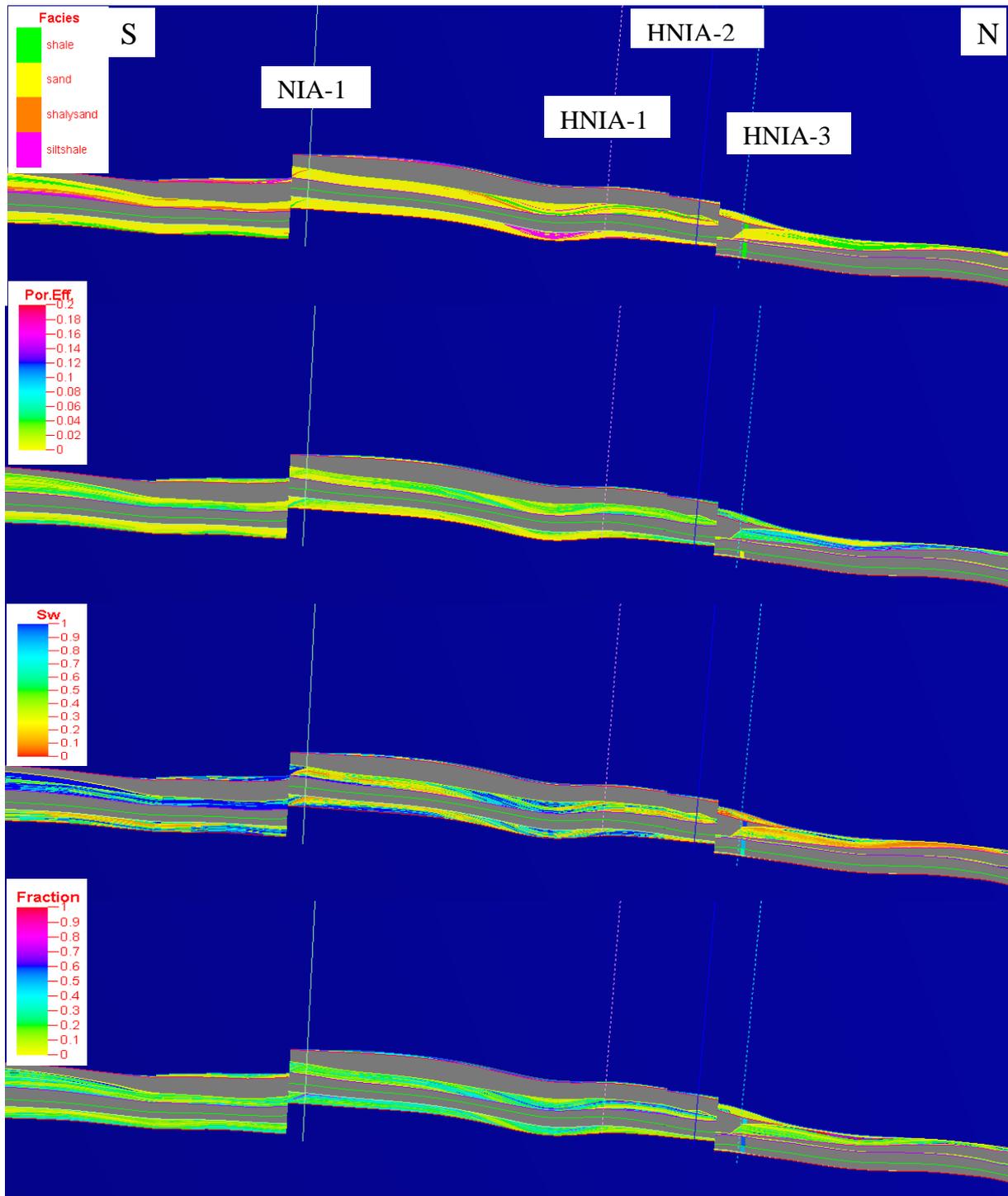


Fig V-16 : Coupe verticale réalisée dans la zone d'étude du Nord vers le Sud.

IV- Conclusion :

D'après les résultats de la modélisation et l'analyse des coupes établies sur ce modèle, nous pouvons confirmer l'existence d'un système pétrolier bien définie. Le potentiel des réservoirs cambro-ordoviciens est important et réside dans leurs épaisseurs et leur extension dans l'espace. De plus, l'intérêt de ces réservoirs ne se limite pas uniquement à la présence des niveaux gréseux continue, mais aussi à l'existence de la paléo-vallée à l'Ouest et au Sud-ouest de la zone d'étude, où des indices de gaz ont été rencontrés. Notant ici que tous les puits réalisés dans la zone d'étude ont été implantés sur des pièges de type structural, l'existence de pièges stratigraphiques est possible.

Conclusion Générale et Recommandations

- L'analyse structurale du complexe HNIA a permis :
 - De visualiser la structure du gisement en 2D et 3D.
 - De déterminer avec une certaine fidélité le trend structural avec une orientation générale NNE-SSW.
 - Ainsi, le modèle structural a confirmé que l'image structurale actuelle du gisement HNIA est le résultat des mouvements le long des grandes failles du socle Précambrien qui ont rejouées plusieurs fois durant le Paléozoïque et même récemment.
- L'analyse sédimentologique du gisement HNIA nous a permis :
 - De mettre en évidence les principaux réservoirs cambro-ordoviciens qui sont de bas en haut :
 - Unité II.
 - Unité III-3Upper.
 - Unité IV-2Lower.
 - Unité IV-3.
 - De définir les environnements de dépôt de ces réservoirs qui sont :
 - Unité II : elle a été déposée dans des réseaux fluviatiles en tresse. Vers le sommet ses dépôts ont un caractère estuarien avec influence marine.
 - Unité III-3Upper : déposée dans un milieu Marin peu profond.
 - Unité IV-2Lower : déposée dans un milieu Marin.
 - Unité IV-3 : déposée dans un milieu fluvatile.
 - Nous avons aussi pu identifier les trois principales séquences stratigraphiques au niveau de la zone d'étude à partir des interprétations séquentielle régionale.
 - Etablir plusieurs profils de corrélation dans le but de suivre la répartition des unités réservoirs dans l'espace et en profondeur.
- L'analyse pétrographique et diagénétique montrent que les niveaux réservoirs du Cambro-Ordovicien sont constitués de faciès gréseux et argilo-gréseux composés de grains de quartz, de micas, de feldspaths et accessoirement de minéraux lourds. Ces éléments figurés sont liés par une matrice représentée par des ciments, principalement argileux, et siliceux.
- L'analyse pétrophysique a permis de :
 - Définir les principaux électrofaciès à partir de GR et des carottes disponibles, qui sont :

- Grès.
- Argile.
- Grès-argile
- Silt-argile.
- Montrer que les unités réservoirs II, III-3U, IV-2L, IV-3 du Cambro-Ordovicien sont à hydrocarbures. Ces résultats ont été confirmés par les tests effectués sur ces unités.

Tous les forages ont mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs cambro-ordoviciens avec différent débit.

Les différents tests réalisés sur ces réservoirs ont confirmés leur potentiel en gaz en particulier dans l'unité IV-3 (ALRO-4, ALSO-1, HNIA-2 et 3). Ce potentiel a été confirmé aussi pour les autres niveaux réservoirs (unités IV-2, III-3 et II).

- L'évaluation des caractéristiques pétrophysiques de ses niveaux réservoirs montre qu'ils sont médiocres en générale. Les porosités sont faibles et varient de 3 à 9 %, elles atteignent rarement 12 % (unité IV-3). Les perméabilités sont relativement faibles dans l'ordre de 0.01 md.
- Grace aux données structurales, sédimentologiques, et pétrophysiques qui ont été intégrés dans le logiciel Petrel nous avons construit les modèles suivants :
 - Un modèle de faciès,
 - Un modèle de porosité,
 - Un modèle de saturation en eau,
 - Un modèle de volume d'argile.

Les données de perméabilité sont très insuffisantes, il nécessite d'autre mesure pour confirmer le caractère compacte des réservoirs cambro-ordoviciens.

La faible porosité et perméabilité dans ces réservoirs est peut être le résultat d'une part de l'abondance des ciments argileux et des ciments siliceux (unités II et IV), ainsi que les ciments carbonatés (unité III), Et d'autre part, à la profondeur d'enfouissement qui a causée la forte compaction de ces niveaux réservoirs.

En se basant sur les résultats de l'analyse pétrophysique (porosité varie de 3% à 9 % et perméabilité dans l'ordre de 0.01 md) nous pouvons considérer que les réservoirs cambro-ordoviciens du gisement HNIA comme des réservoirs compacts à gaz, qui ne produisent que par fracturation.

En fin nous recommandons de :

- Pour une meilleure précision des cartes obtenues par le logiciel Pétrel, il est recommandé d'avoir plus de données de puits et des analyses d'échantillons des carottes.
- Fournir un sonique scanner dans chaque programme de diagraphie qui permet d'accumuler d'importantes informations sur les directions actuelles des contraintes auxquelles sont soumises ces formation réservoirs à fin de bien choisir les zones à fracturer.

L'intégration de toutes les données disponibles et les résultats obtenues qui permettent de mieux exécuter les programmes de complétion et de stimulation et par conséquent établir un plan de développement meilleur et de maximiser les débits de production.

Bibliographie

- [1] - **Abdallah, H (1999)**, Submarine fan and turbidite deposits dominated reservoirs in the upper Illizi Basin Ordovician (South Eastern Algerian Sahara), AAPG International Conference and Exhibition.
- [2] – **Abdallah, H (1995)**, Regional geology and petroleum system of the Illizi Basin, Ohio link journal.
- [3] - **Amriche. N (2005)** : Evaluation géologique et géophysique d'un prospect pétrolier dans la région Nord ouest du bassin d'Illizi, mémoire d'ingénieur, (FHC/UMBB). Boumerdès, Algérie.
- [4] - **Angela L.Coe (2003)**: The sedimentology record of sea-level change. The open university. Cambridge University Press.
- [5] - **Beicip Repport (2008)**: Sedimentological study of the Cambro-Ordovician series, Tignentourine area, Illizi basin.
- [6] - **Beicip Franlab, (1979)** : Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud, réservoir Cambro-ordovicien. Rap interne. CRD Sonatrach.
- [7]- **Beuf, S. Biju-duval, B. Charpal (1971)**, Les grès du Paléozoïque inférieur du Sahara. (Sédiment et Discont. Evolution Structurale). Thèse, université de Strasbourg. France
- [8] - **Boujamaa (1987)** : Evolution structurale du bassin pétrolier (Triasique) du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse, Université d'Orsay. Paris. France.
- [9] - **Chaouchi, R et al (1989)**: Sedimentological evolution of the Givetian-Eifelian (F3) sand bar of the West Alrar field, Illizi Basin, Algeria. Petroleum Geology of North Africa. Geological Society, London, Special Publication No. 132, 187-200.
- [10] - **Dubois, P., Beuf, S., Biju-Duva 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.
- [11] - **Fred Rezki, Sonatrach (1992)**, Rapport final du sondage TRIG-EST.
- [12] -**Halliburton (2009)**: Tinrhert Gas Project, Cambro-Ordovician complex field. Technical report, Algerian Division Project.
- [13] -**Hirst,J.p.p et al (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, P297-324.
- [14]- **Kazi-tani. N (2000)**: Etude des bassins 'Séminaire Georesources'.

- [15] - **Killian, C. [1922]** Aperçu général de la structure des Tassilis des Ajjers. *C.R. Acad. Sci. Paris* 175 825-827.
- [16]- **Luning et al, (2000)**: Lower Silurian 'hot shales' in North Africa and Arabia: Regional distribution and depositional model. *Earth-sci*.
- [17]- **Mouley, C C et al** (Avr 2007). Les dolérites du bassin d'Ilizi (Algérie) : manifestations d'un linéament du socle de direction E-W. SGP6, CRD, Sonatrach, Boumerdès, Algérie.
- [18]- **O.Serra (1985)**: Well logging and reservoir evaluation. Edition Technip.
- [19]- **Rapport CRD (2006)**: Etude pétrographique, minéralogique et diagénétique du puits WIA-1. SH Boumerdès, Alger.
- [20]- **Rapport CRD (2006)**: Etude pétrographique, minéralogique et diagénétique du puits HNIA-1. SH Boumerdès, Alger.
- [21]- **Rapport Sonatrach (2009)** : Rapport d'implantation du sondage HNIA-3. Devision exploration. Boumerdes, alger.
- [22]- **Remi Eschard et al (2005)**: The lower Paleozoic succession in the Tassili outcrops, Algeria: Sedimentology and Sequence Stratigraphie, first break volume 23, Algerian Feature, 2005 EAGE.
- [23]- **Remi Eschard et al (2010)**: Palaeohighs: their influence on the North African Palaeozoic petroleum systems, Geological society, London.
- [24]- **Richard C. Selley (1998)**: Elements of petroleum geology, 2nd edition. Academic press.
- [25]- **Robertson (2000), Rapport Sonatrach**: Sedimentology, Diagenesis and Seismic modelling of reservoir units in the Illizi basin, Algeria, vol 1, background and methodology.
- [26]- **Samia Saib, Sonatrach rapport, (2007)** : Caractérisation et modélisation des réservoirs Devonien et Siluro-Devonien et Cambro-Ordovicien de l'axe Horst In Amenas - Alrar.
- [27]- **Sonatrach et Schlumberger (2007)**, Well Evaluation Conference "WEC". Hilton Alger, Algérie.
- [28]- **Sonatrach, rapport interne, BP (1994)**: Algeria District 3 convention BP- Sonatrach Joint Study, BP exploration.
- [29]- **Sutcliffe et al (2000)**: Calibration of the late Ordovician glaciation and mass extinction by the eccentricity cycles of Earth's orbit.

- [30]- **Tissot. B, Espitalier. J (1973):** Origin and migration of hydrocarbons in the Eastern Sahara (Algeria), American Association of Petroleum Geologist.
- [31]- **Vail et all (1977):** Seismic stratigraphy and global changes of sea level. American Association of Petroleum Geologist. memoir 26, Tulsa OK.

ANNEXES

Abréviations

U : Unité

HC : Hydrocarbures

MD : Profondeur en mètre (Measured depth)

TVDSS : Cote absolu (True Vertical Depth Subsea)

PHIE : Porosité

Sw : Saturation en eau

Vcl : Volume d'argile

GR : Gamma Ray

RHOB : La densité

NPHIE : Neutron porosité

DT : Sonique

RT : Résistivité

DST : Drillstem Testing

SB : Sequence Boundary

LST : Low Stand System Track

HST : High Stand System Track

TST : Transgressive System Track

FS : Flooding Surface

MFS : Maximum Flooding Surface

SO : Sequence Ordovicien

DEPTH	CORE DEPTH	core results	Acetarches						Chitinozoans		
			<i>Erybactium laevi</i>	<i>Erybactium trispinosum</i>	<i>Erybactium subbaccatum</i>	<i>Erybactium subglobosum</i>	<i>Multiplicaplicatum romescabum</i>	<i>Filioscapula setipapillata</i>	<i>Erybactium microvum</i>	<i>Baccobolus</i> sp.	
2698											
	2698,60										
2699											
	2699,10										
	2699,55										
2700											
	2700,05										
	2700,50										
2701											
	2701,00										
	2701,45										
2702											
	2701,95										
	2702,45										
2703											
	2702,95										
	2844,50										

Tableau 1: Tableau des données palynologiques des réservoirs cambro-ordovicien.

Puits WIA-1, bassin d'Ilizi

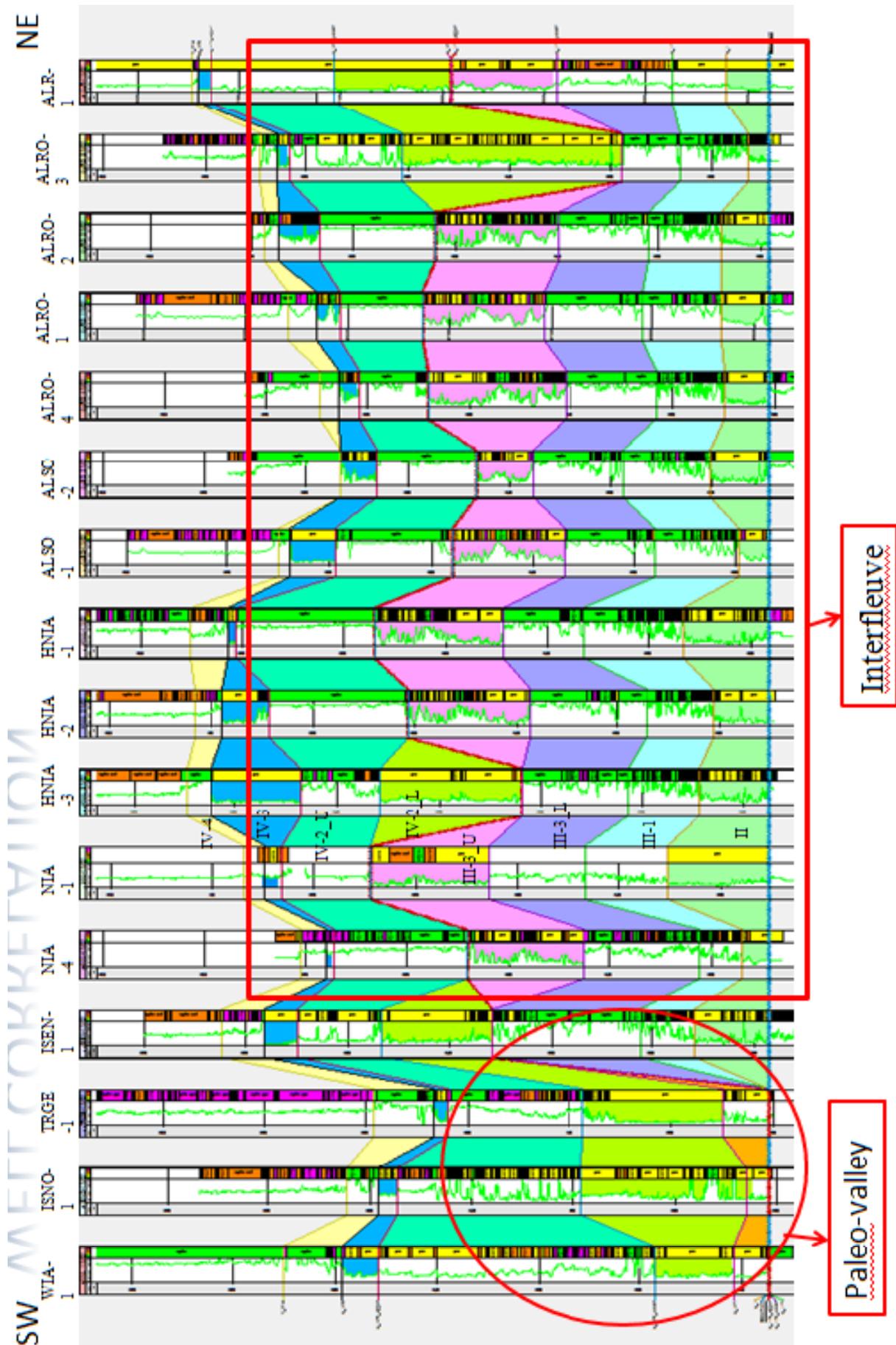


Fig 1 : Profil de corrélation montrant la paléo-vallée et l'interfleuve