

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



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



Département : Gisements Miniers et Pétroliers

LABORATOIRE DE RESSOURCES MINERALES ET ENERGETIQUES
(LRME)

MEMOIRE

Présenté par :

TALAMALI SALIMA

EN VUE DE L'OBTENTION DU TITRE DE

**MAGISTER EN RESSOURCES MINERALES ET
ENERGETIQUES**

Option : Recherche et prospection des hydrocarbures et des minéraux utiles

THEME

**CARACTERISATION ET MODELISATION DU
RESERVOIR DE LA SERIE INFERIEURE DE LA
REGION DE HASSI R'MEL SUD**

Soutenu devant le jury:

Pr DJEDDI Mabrouk	Professeur	(UMBB)	Président
Dr CHAOUCHI Rabah	Maître de Conférences-A	(UMBB)	Rapporteur
Dr ASSES Amar	Maître de Conférences-B	(UMBB)	Examineur
Dr SADAOUI Moussa	Maître de Conférences-A	(UMBB)	Examineur
Dr BENCHERIF Djaouid	Directeur Gisement	(PED-SH)	Examineur

Boumerdès 2009

ملخص:

يعتبر حقل حاسي رمل من حيث أبعاده و احتياطاته واحد من اكبر حقول البترول في العالم، يغطي مساحة 3700 كلم²، ينتج الغاز المكتف مع وجود حلقة من البترول على قدر من الأهمية على الحافة الشرقية و الجنوبية. يظهر على شكل هيكل محدب موجه نحو شمال شمال شرق - جنوب جنوب غرب، يقع في الجزء الشمالي الغربي من الحوض الترياسي، على بعد حوالي 550 كلم جنوب الجزائر العاصمة، 100 كلم شمال غرب مدينة غرداية و 80 كلم جنوب شرق مدينة الاغواط.

يتألف هذا الحقل من أربع (04) خزانات من الحجر الرملي، تنتمي الى العصر الترياسي، تسمى أ، ب، ج و السلسلة السفلى، تفصل بينهم طبقات طينية.

جميع الدراسات التي تمت سابقا على هذا الحقل اهتمت فقط بالخزانات العليا (أ، ب، ج)، هذه الخزانات تتميز بخصائص بيتروفيزيائية ممتازة مرتبطة بسمك مفيد كبير، في حين كانت السلسلة السفلى مكجالة نظرا لوجود سحنات طينية و بركانية.

هذه الدراسة تندرج في إطار تطوير السلسلة السفلى من المنطقة الجنوبية لحاسي رمل من طرف قسم هندسة البترول و التنمية . و هي تتمحور حول الأهداف التالية:

- دراسة خصائص السلسلة السفلى و تقوم على:
 - دراسة الرسوبيات في المنطقة من اجل تحديد أنواع مختلفة من السحنات، نطاق توسعها و البيئة التي ترسبت فيها.
 - الارتباطات الأفقية لإتباع نطاق توسع السلسلة السفلى في مجمل حقل جنوب حاسي الرمل.
 - التطوير الأفقي و العمودي لجميع الخصائص البيتروفيزيائية و البيتروغرافية و التي تمكننا من تحديد أفضل الطبقات التي يتواجد فيها النفط.
- استنادا إلى البرنامج الالكتروني "بيترال" نمذجة مختلف خصائص هذا الخزان سمحت ببناء نموذج جيولوجي نوعي للسلسلة السفلى.
- تقييم الغاز الاحتياطي.
- دراسة خصائص و نماذج خزان السلسلة السفلى في منطقة حاسي رمل سمحت ببناء نموذج جيولوجي نوعي لمنطقة الدراسة و تبين الفائدة النفطية الكبيرة لهذه السلسلة و التي تقع في الجزء العلوي من المنطقة الجنوبية من حقل حاسي رمل. هذا سيؤدي إلى تطوير هذا الخزان بحفر آبار أخرى في المستقبل.

الكميات الرئيسية: حاسي رمل، السلسلة السفلى، خصائص، نمذجة، نموذج جيولوجي نوعي و التنمية.

Abstract:

Hassi R'mel is one of the most important gas field in the world regarding its surface and reserves. This surface is around 3700 km² producing gas of condensate with a presence of an important oil ring in its East and South periphery.

The general structure of Hassi R'mel field is an anticline oriented NNE-SSW. Located in the North-West of the Triassic basin at around 550 km South from Algiers, at 100km North West of Ghardaïa city and 80 km from Laghouat city in the South Est. This field consists of four (04) sandstone reservoirs of Triassic age, named A, B, C and the lower series, separated by beds of clay.

All the previous studies in this field were focused on the upper reservoirs (A, B and C) which show excellent petrophysical properties with important net pay, whereas the lower series were considered more or less not interesting regarding the shaly facies and volcanic intrusions.

This study appears in the setting of the Lower series development in the South of Hassi R'mel by the Division Petroleum Engineering and Development (PED). It consists of the following objectives:

- A characterization study of the lower series based on:

- The sedimentology of the area in order to determine the different facies types, their extension and their depositional environment.
- Well correlations for lateral extension control of the lower series in the entire field of South Hassi R'mel.
- Lateral and vertical evolution of petrophysical and petrographical reservoir properties in order to determine the best layers of hydrocarbon.

- Modeling of the reservoir properties of the lower series using Petrel software can lead to a geological model of the lower series.

- Reserves estimation.

Modeling and characterizing the lower series reservoir of South Hassi R'mel part, will help to build up a coherent geological model outlining the petroleum interest of this formation situated in a height structural position of South Hassi R'mel field, this study will able the development of this reservoir through the further wells to be drilled.

Key words: Hassi R'mel, lower series, characterization, modeling, typical geological model, development.

Résumé:

Le champ de Hassi R'mel est considéré, de par ses dimensions et ses réserves, comme étant l'un des plus grands au monde. Il s'étend sur une superficie d'environ 3700 km², produisant ainsi du gaz à condensât avec présence d'un anneau d'huile assez important sur sa périphérie Est et Sud.

Il se présente sous forme d'une structure anticlinale orientée NNE-SSW, situé dans la partie Nord-Ouest du bassin triasique, à environ 550 km au Sud d'Alger, à 100 km au Nord Ouest de la ville de Ghardaïa et à 80km au Sud-Est de la ville de Laghouat. Ce champ est constitué de quatre (04) réservoirs gréseux d'âge triasique, nommés A, B, C et la Série Inférieure, séparés entre eux par des bancs argileux.

Toutes les études faites auparavant sur ce champ s'intéressaient uniquement aux réservoirs supérieurs (A, B et C). Ces réservoirs présentent d'excellentes caractéristiques pétrophysiques associées à des épaisseurs utiles importantes, alors que la Série Inférieure était plus ou moins ignorée vu la présence de faciès argileux et volcanique.

Cette étude s'inscrit dans le cadre de développement de la Série Inférieure dans la région Sud de Hassi R'mel par la Division Petroleum Engineering et Développement (PED). Elle s'articule autour des objectifs suivants:

- Une étude de caractérisation de la série inférieure basée sur :
 - * La sédimentologie de la région dans le but de déterminer les différents types de faciès, leur extension et leur milieu de dépôt.
 - * Les corrélations diagraphiques pour suivre l'extension latérale de la Série Inférieure dans tout le champ de Hassi R'mel Sud.
 - * L'évolution verticale et latérale de chaque propriété pétrophysique et pétrographique permet de délimiter les meilleurs drains à hydrocarbure.
- Sur la base du logiciel Pétrel, la modélisation des différentes propriétés du réservoir permettant d'aboutir à un modèle géologique de la Série Inférieure.
- L'estimation des réserves en place.

La caractérisation et la modélisation du réservoir de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud permettent la construction d'un modèle géologique type de la région étudiée, montrant ainsi l'intérêt pétrolier important de cette série localisée dans la zone structuralement haute de la partie Sud du champ de Hassi R'mel ; cela permettra d'aboutir au développement de ce réservoir à travers les futurs puits à forer.

Mots clefs : Hassi R'mel, la Série Inférieure, caractérisation, modélisation, modèle géologique type, développement.

Remerciements

Au terme de ce présent travail, je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à toutes les personnes qui n'ont cessé de m'apporter de l'aide durant cette précieuse période.

Mes sincères remerciements s'adressent surtout à:

Mr Ben Cherif, Directeur gisement au PED, qui m'a acceptée au sein de son département Hassi R'mel.

Mr R.Chaouchi, mon promoteur, pour son aide et ses conseils précieux qui ont permis l'élaboration de ce travail.

Melle Nennouche Zohra, ingénieur géologue au département de Hassi R'mel au PED, pour son aide durant toute la durée de mon étude et qui a mis à ma disposition toutes les données disponibles pour entamer ce travail. Comme je la remercie pour son aide de me faire apprendre le logiciel pétrel.

Je remercie vivement les ingénieurs et les techniciens du service sédimentologie au CRD, qui m'ont apporté une aide précieuse lors de mon étude.

Je remercie tous les enseignants de la faculté des hydrocarbures et de la chimie de l'université de Boumerdès qui nous ont apporté beaucoup d'informations durant l'année théorique.

Salima

Dédicace

Je dédie ce présent travail:

*A mes très chers parents,
A ma mère qui m'a soutenue moralement,
A mon mari Mohamed
A mes deux filles Imane et Malak
A mes frères et soeurs
A mes amies sans exception*

Salima

Sommaire

<u>Partie I:</u>	5
1/ Introduction et objectifs	5
2/ Généralités sur le champ de Hassi R'mel	8
2-1- Situation géographique.....	8
2-2- Situation géologique.....	8
3/ Historique de recherche	13
4/ Stratigraphie	14
4-1- Le Paléozoïque.....	14
4-2- Le Mésozoïque.....	15
4-3- Le Cénozoïque.....	17
5/ Tectonique	19
5-1- La tectonique et évolution structurale.....	19
5-2- Les directions structurales.....	22
6/ Présentation de la région d'étude	26
6-1- Situation.....	26
6-2- Historique de recherche.....	26
6-3- Description structurale.....	26
6-4- La stratigraphie.....	27

PartieII:Caractérisation sédimentologique.....30

1- Introduction.....	30
2- Caractéristiques des réservoirs triasiques du champ de Hassi R'mel.....	31
3- La lithologie du Trias du champ de Hassi R'mel Sud.....	32
4- La lithologie de la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud.....	35
5- Description des lithofaciès et interprétation.....	35
6- Découpage de la Série Inférieure.....	39
6-1- Le découpage de la Série Inférieure.....	39
6-2- L'évolution latérale des séquences.....	40
7- Le milieu de dépôt.....	45
7-1- Rappel sur les environnements de dépôts.....	45
7-2- Synthèse sur la région d'étude.....	47
8- Conclusion.....	47

PartieIII: Caractérisation pétrographique et diagénétique.....50

1- Introduction.....	50
2- Analyse pétrographique.....	50
3- Analyse diagénétique.....	56
4- L'histoire diagénétique.....	57
5- Conclusion.....	58

Partie IV: Interprétation des corrélations diagraphiques.....60

1- Introduction.....	60
2- Interprétation des corrélations diagraphiques.....	60
2-1- Les corrélations diagraphiques réalisées dans la partie Sud.....	60
2-2- Les profils diagraphiques réalisés dans la partie Nord.....	64
2-3- Les corrélations diagraphiques établies dans la direction Sud-Nord.....	64
3- Conclusion.....	65

**Partie V: Analyse et interprétation des cartes des différents
paramètres caractérisant le réservoir de la Série
Inférieure.....70**

1- Introduction.....	70
2- Interprétation des cartes:.....	72
2-1- Carte en isobathes de la Série Inférieure.....	72
2-2- Carte en isopaques de la Série Inférieure.....	72
2-3- Carte en iso-porosité.....	76
2-4- Carte en iso-perméabilité.....	76
2-5- Carte en iso-saturation en eau.....	76
2-6- Carte en iso-volume d'argile.....	76
2-7- Carte en isopaques utiles de la Série Inférieure.....	76
3- Conclusion.....	76

**Partie VI: Analyse et interprétation de l'évolution des paramètres
pétrophysiques en fonction de la profondeur.....81**

1- Introduction.....	81
2-Interprétation des paramètres caractérisant le réservoir en fonction de la profondeur.....	81
2-1- Les puits qui se situent dans la zone structuralement haute de la partie Sud.....	81
2-2- Les puits qui se localisent dans la partie Nord.....	94
2-3- Les puits qui se trouvent sur les flancs.....	100
3- Conclusion.....	100

Partie VII: Modélisation de la Série Inférieure.....105

1- Introduction.....	105
2- Méthodologie.....	105
3- Résultats et interprétation:.....	111
3- Modèle du faciès.....	111
3-2- Modèle de porosité.....	111
3-3- Modèle de perméabilité.....	111
3-4- Modèle du volume d'argile.....	111
3-5- Modèle de saturation en eau.....	111
4- Analyse et interprétation des différentes coupes au niveau du modèle géologique.....	118
5- Conclusion.....	127

Partie VIII: Evaluation des réserves.....129

1- Introduction.....	129
2- Classification des réserves.....	129
3- Définition de la méthode volumétrique.....	135
4- Résultats du calcul de réserves.....	136
5- La mise en évidence des différents drains caractérisés par des bonnes caractéristiques pétrophysiques.....	140
6- Conclusion.....	145

Conclusion générale.....151

Partie I :

1/ - Introduction et objectifs :

Un gisement pétrolier est un système de réservoir constitué de roches poreuses contenant des hydrocarbures à l'état liquide ou gazeux, piégés par des barrières imperméables.

Parmi les grands gisements gazier dans le monde, on trouve le champ de Hassi R'mel qui s'étend sur une superficie d'environ 3700km², c'est un gisement de gaz à condensats avec présence d'un anneau d'huile assez important sur sa périphérie Est et Sud.

Le champ de Hassi R'mel est composé de (04) principaux réservoirs gréseux d'âge triasique, nommés: A, B, C et la Série Inférieure, séparés entre eux par des argiles; la couverture est formée par les argiles et le sel du Trias, le Lias salifère et le Lias anhydritique.

Cette étude rentre dans le cadre de développement de la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud.

Le champ de Hassi R'mel Sud se compose de deux réservoirs :

- Le réservoir A (de la série T2) : à gaz et à huile
- Le réservoir de la Série Inférieure (SI): à huile

Les objectifs de ce travail seront les suivants :

1- Construire un modèle structural de la région d'étude.

2- Caractérisation de la Série Inférieure en étudiant :

- La sédimentologie de la région dans le but de déterminer les différents types de faciès, leur extension ainsi que le milieu de dépôt.
- Les corrélations diagraphiques pour arriver à suivre l'extension latérale de la Série Inférieure dans tout le champ de Hassi R'mel Sud.
- L'évolution verticale et latérale de chaque propriété pétrophysique et pétrographique dans le but de délimiter les meilleurs drains à hydrocarbure.

3- Construire un modèle géologique en utilisant les différentes approches géostatistiques pour déterminer le variogramme de chaque faciès et de chaque propriété dans le but d'obtenir de meilleures distributions des caractéristiques pétrophysiques et aboutir à une meilleure localisation des hydrocarbures.

4- L'estimation des réserves en place.

Cette étude de caractérisation et de modélisation du réservoir de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud a été faite à l'aide du logiciel « pétrel »; c'est un programme de simulation numérique conçu par la compagnie de services pétroliers Schlumberger.

Il nécessite l'existence d'un certain nombre de données d'ordre géologiques, géophysiques, pétrophysiques et pétrographiques, (Fig.01):

1-Les données géophysiques : elles sont représentées par des données sismiques sous forme de failles en 2 D nommés « Fault sticks » qui permettent de construire le modèle structural.

2-Les données géologiques : elles constituent les informations obtenues par les puits réalisés qui sont :

- les coordonnées géographiques ;
- les différents enregistrements diagaphiques existants: GR(Rayon Gamma), RHOB(Densité), NPHI(Porosité), DT(Sonique), RD(Résistivité)....
- les descriptions de carottes ;
- le top et le mur de la Série Inférieure déterminés à partir des diagaphies;
- les données de test.

3- Les données pétrophysiques et pétrographiques sont:

- les mesures pétrophysiques sur carotte; porosité et perméabilité ($\emptyset$ et K) ;
- les interprétations pétrophysiques : la porosité (pige), le volume d'argile (Vsh) et, la saturation en eau (Sw);
- la perméabilité déterminée à partir des cross plot ($\emptyset$ - pige) et ($\emptyset$ -K).

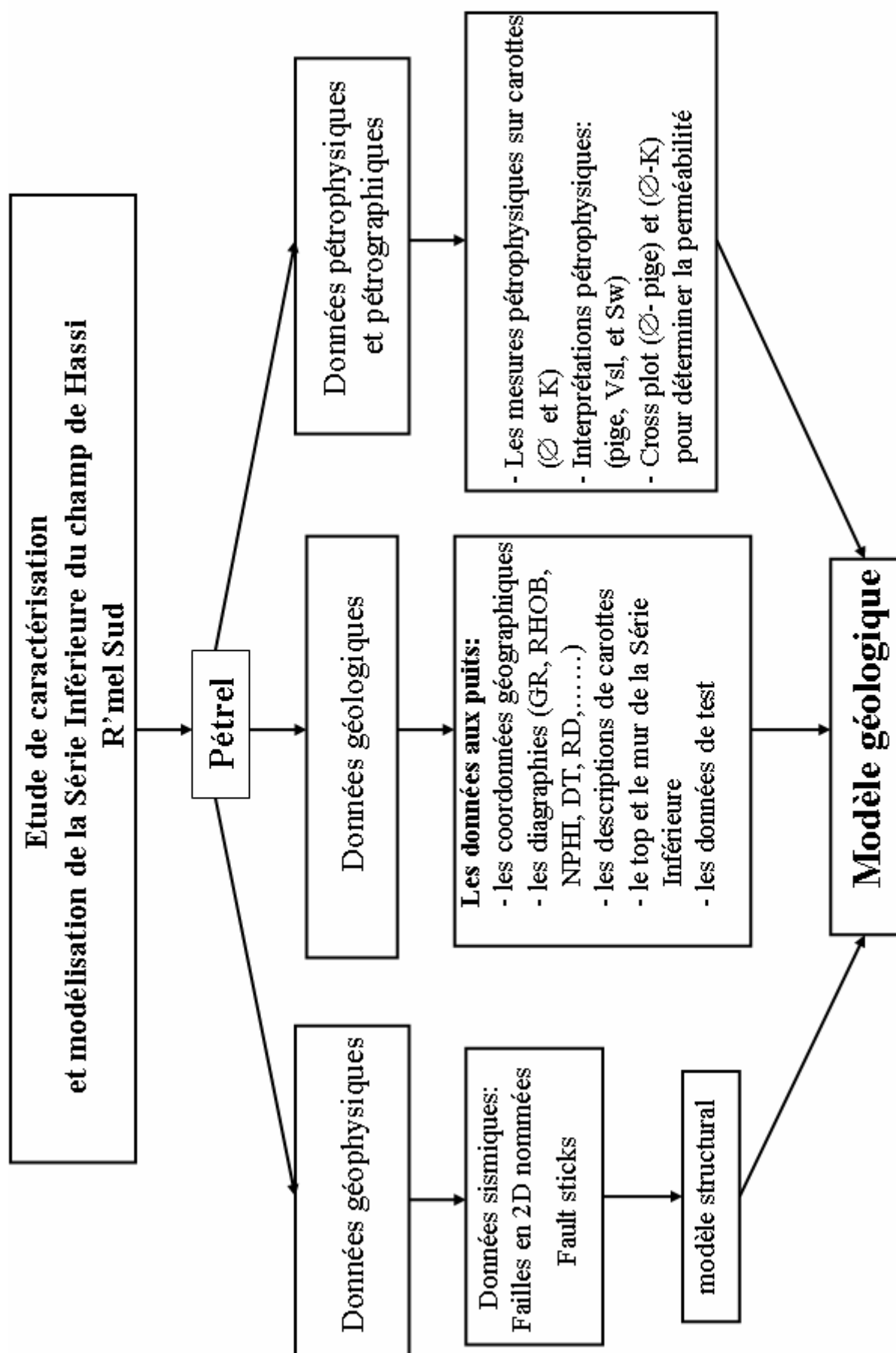


Fig.01: Les données nécessaires pour la construction d'un modèle géologique

2 /- Généralités sur le champ de Hassi R'mel :

2/1- Situation géographique : le champ de Hassi R'mel est situé au centre de la partie Nord du bassin saharien algérien à environ 550km au Sud d'Alger entre les méridiens 2°55' et 3°50' Est et les parallèles 33°15' et 33°45' Nord.

L'altitude moyenne de la région est de l'ordre de plus de 760m.

Le champ s'étend sur 80km du Nord au Sud et 60km d'Est en Ouest. Le gisement de Hassi R'mel, produit essentiellement du gaz à condensats, il est considéré comme l'un des principaux gisements producteurs de gaz dans le monde.

La région d'étude est une structure anticlinale située au Sud du champ de Hassi R'mel.

2/2- Situation géologique : le champ de Hassi R'mel se présente sous forme d'une structure anticlinale orientée NNE-SSO, situé dans la partie Nord-Ouest du bassin triasique.

Il est limité au Nord par la chaîne de l'Atlas saharien, à l'Est par les structures de Djemaa Touggourt et le bassin de Oued Mya, à l'Ouest par le sillon de Benoud et au Sud par la dorsale Idjrane M' Zab, (Fig.02)

Il se trouve sur le prolongement Nord de la dorsale Idjerane M'Zab et sur la zone haute de la voûte de Tilrhemt, (Fig.03).

La structure de Hassi R'mel se prolonge vers le Sud-Ouest par la petite structure anticlinale de Djebel Bissa et vers le Sud par celle de Hassi R'mel Sud qui est l'objet de cette étude, (Fig.04).

Les séries sédimentaires sont très épaisses au Nord où le Paléozoïque est complet, alors que sur les zones structurellement hautes, les formations mésozoïques reposent directement sur le Paléozoïque érodé.

La voûte de Tilrhemt est la plus affectée par l'érosion hercynienne. Ses sédiments paléozoïques ont été complètement érodés et, par conséquent le Trias s'est déposé directement sur les formations du cambrien.

Sous la discordance hercynienne, les dépôts paléozoïques se présentent sous forme d'un grand anticlinorium à cœur cambrien, (Fig.05). C'est le cas dans la région étudiée.

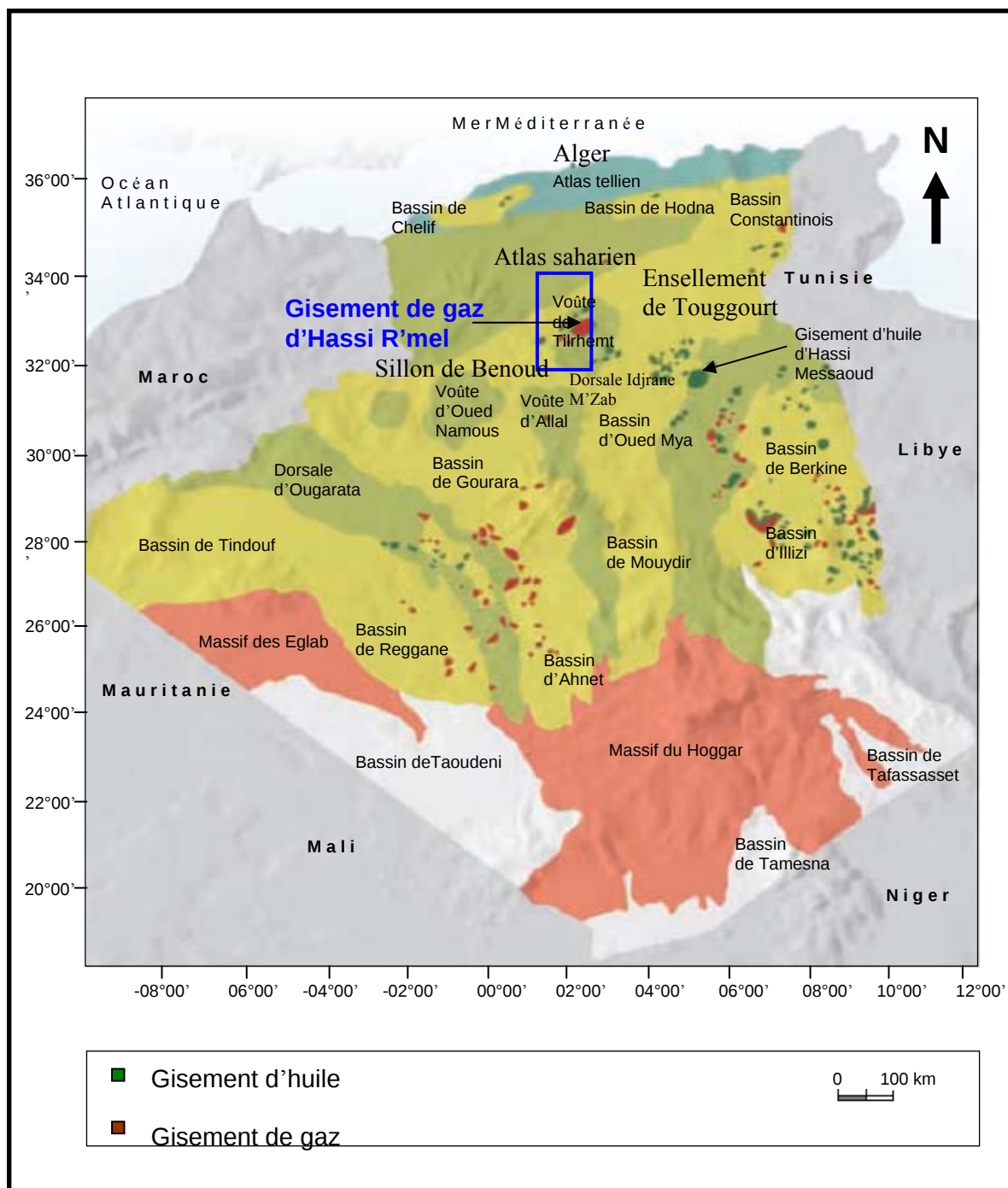


Fig.02: Carte des bassins sédimentaires montrant la situation du champ de Hassi R'mel, (WEC, 2007)

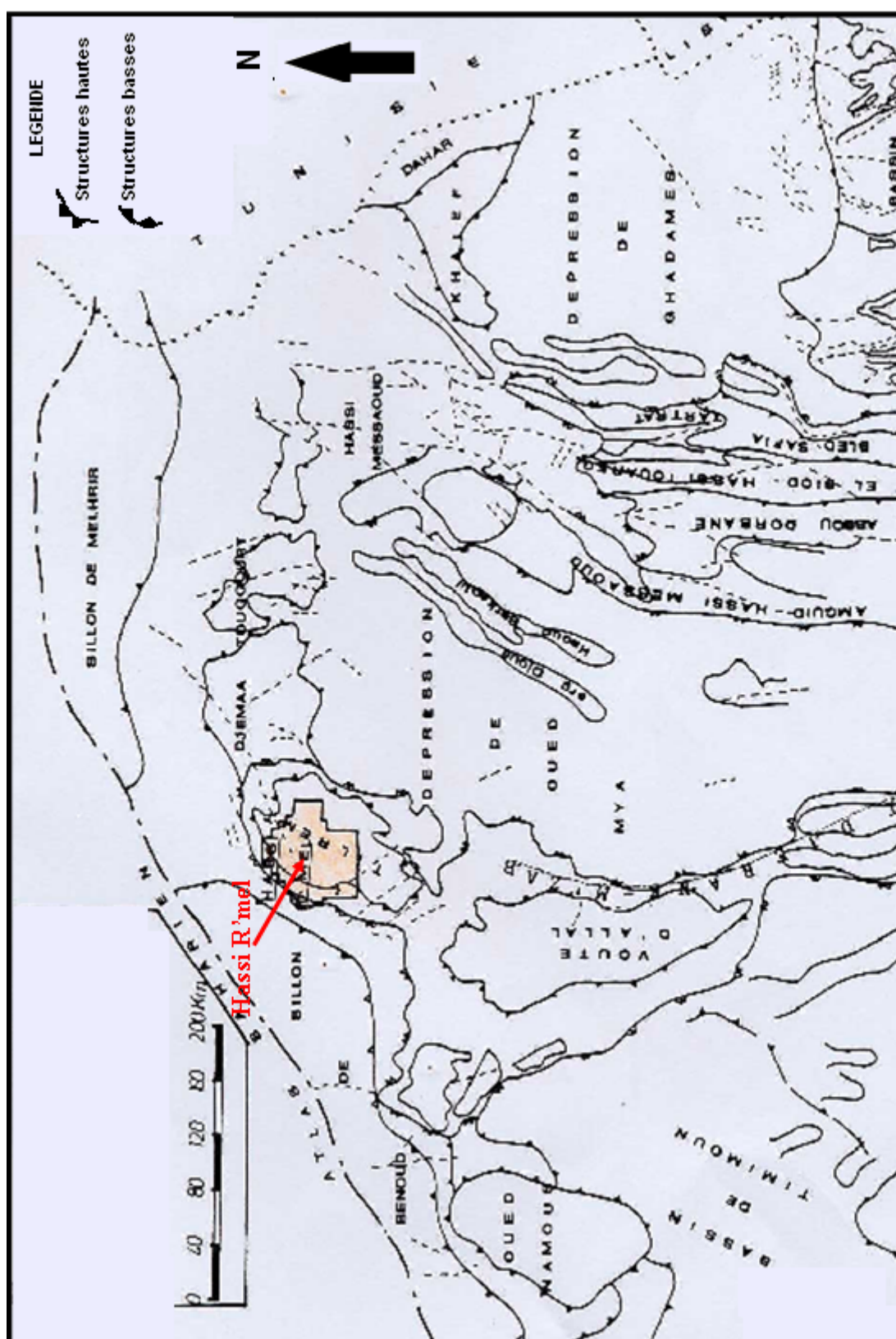


Fig.03: Carte structurale montrant la situation du champ de Hassi R'mel (Hamel, 1988)

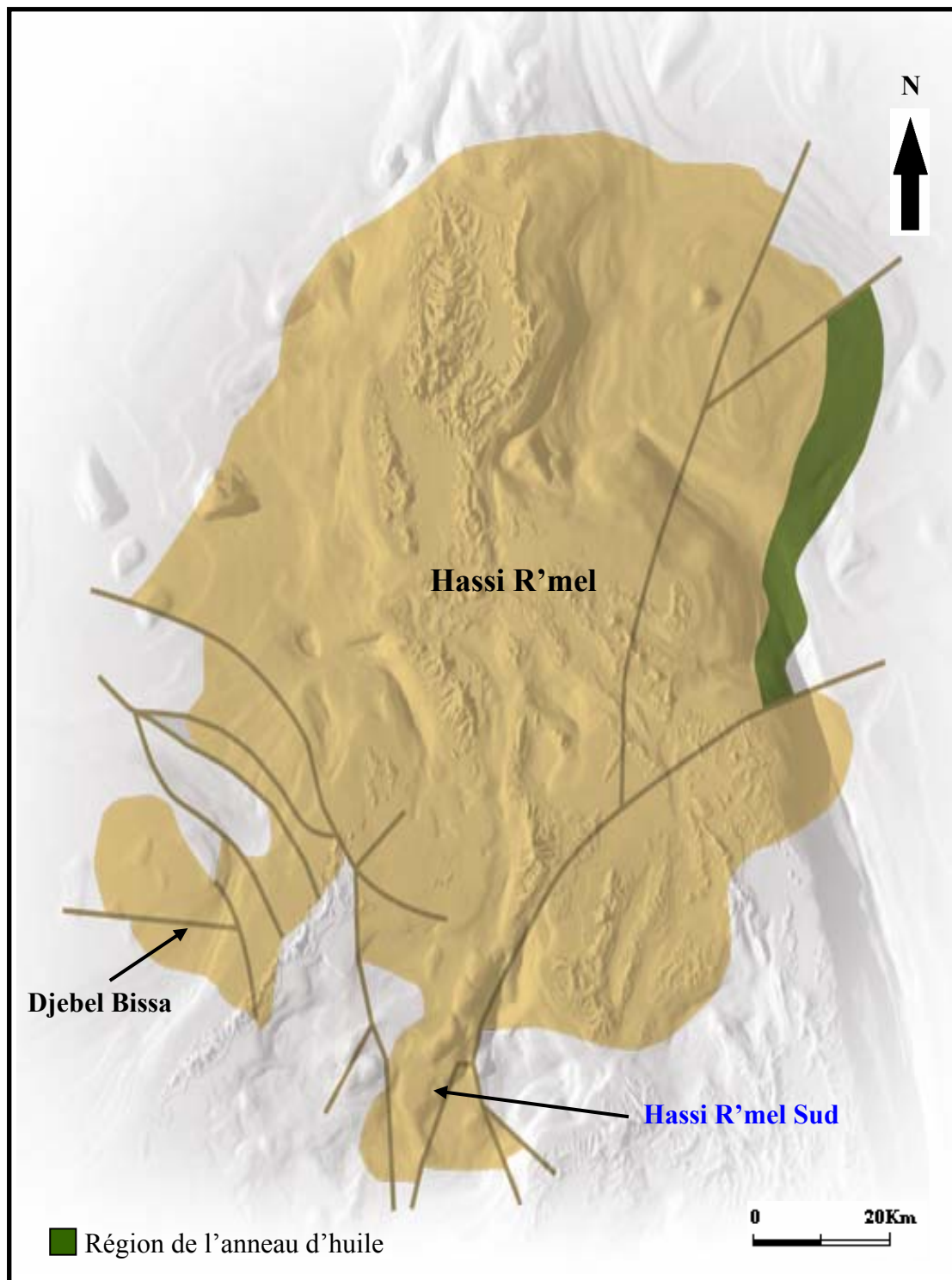


Fig.04: Plan de position de Hassi R'mel Sud, (WEC, 2007)

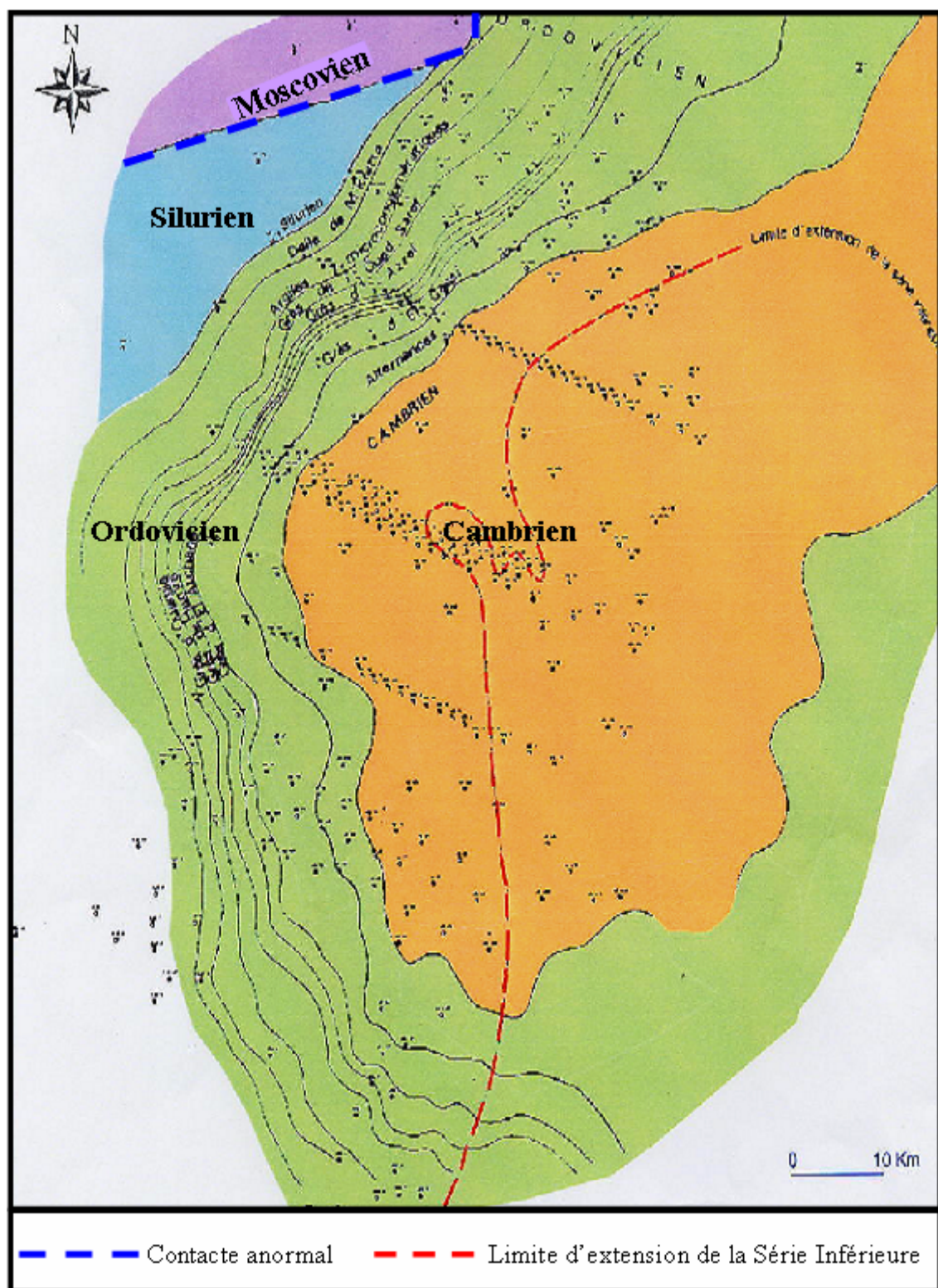


Fig.05: Carte de l'écorché anté- Mésozoïque montrant les dépôts paléozoïques à cœur Cambrien (d'après A.Hamel,1988)

3/ Historique de la recherche :

La structure de Hassi R'mel a été mise en évidence par une campagne de sismique réflexion affectée en 1951.

Parmi les organismes qui ont participées au développement de ce champ, on trouve la SN REPAL qui a supposée l'existence de l'anneau d'huile dans ces ancien études sur le champ de Hassi R'mel, et il à été confirmé par le forage HR-38. Sans oublier les études géologiques, géophysiques et de la simulations du réservoir réalisés par BEICIP et par la campagne de service DEGOLYER & MACNAUGHTON.

- HR-1 est le premier puits implanté en 1956 sur le sommet d'un anticlinal, il a montré une importante accumulation de gaz à condensâts dans le Trias argilo- gréseux à une profondeur moyenne de 2200m. Ce puits a traversé trois niveaux producteurs : A, B, et C.

- En 1958, la présence de l'huile a été prouvé par le forage HR-8 dans les niveaux gréseux du Trias.

- De 1957-1960, d'autre puits ont été forés (HR-2, HR-3, HR-4, HR-4, HR-5, HR-6, HR-7, HR-8 et HR-10) pour l'exploration de la partie Nord de Tilrhemt.

- L'exploitation du gisement a commencé en 1961, après avoir placé le gazoduc reliant Hassi R'mel à Arzew.

- Vers la fin de l'année 1973, une étude sismique dans le Nord Est a mis en évidence l'existence de nombreuses failles.

- Afin d'améliorer la production et la récupération du gaz à condensâts, des puits injecteurs ont été implantés au Nord et au Sud de la zone centrale, le premier puits injecteur a été réalisé en 1976.

- Les travaux de développement du champ ont fini par découvrir en 1979 l'anneau d'huile par le forage HR-38. Ce puits à mis en évidence une colonne d'huile dans le niveau A du Trias gréseux d'une hauteur totale de 30m en moyenne avec 11m de hauteur utile sur

le flanc Est du gisement, l'anneau d'huile s'étend du NNE jusqu'au SSO sur 60km de long par 4km de large.

- De 1980 à 1982, d'autres puits implantés à l'Est et au Sud, ont rencontrés de l'huile.
- De 1982 à 1990, l'exploration des limites de gisement s'est poursuivie notamment au Sud (Hassi R'mel Sud) et au Sud Ouest (Djebel Bissa).
L'implantation des forages dans la partie Sud du champ n'ont mis en évidence que le niveau A et la Série Inférieure du Trias.
- En 1991, le premier puit horizontal réalisé en Algérie est HRZ-01; il a été foré dans l'anneau d'huile.
- Afin de développer ce potentiel d'huile, 15 puits verticaux ont été forés jusqu'en 2005 et, 6 sont actuellement en production.
- De 2000 à 2005, production de gaz cap avec cyclage de gaz et production de l'anneau d'huile.
- De 2005 à 2008, d'autres puits implantés dans la partie Sud, ont rencontrés de l'huile.

4/ Stratigraphie :

La série stratigraphique du champ de Hassi R'mel est illustrée par la (Fig.06).

De bas en haut, la colonne stratigraphique se présente comme suit :

4/1- Le Paléozoïque :

- **Le Cambrien** : les dépôts cambriens reposent sur le socle cristallin. Ce sont des grès quartzitiques blancs, fins à moyens à ciment siliceux abondant et à nombreux feuillets d'argile verte très micacées.

Le sommet présente une zone de transition entre le Cambrien et l'Ordovicien; elle est formée d'une alternance de grès fins plus ou moins quartzifiés et d'argiles noires silto-micacées et, les Tigillites sont abondants.

- **L'Ordovicien** : il est développé surtout à l'Ouest, il est entièrement détritique et puissant d'environ 500m.

Le Cambro-ordovicien n'a pas été atteint par la totalité des puits à gaz ou à huile de Hassi R'mel.

- **Le Silurien** : il est argilo-gréseux, il n'a été rencontré qu'au Nord Ouest du champ.
- **Le Dévonien** : il est essentiellement argileux. Il est érodé dans la région d'étude.
- **Le Carbonifère** : il est formé par des calcaires fossilifères au sommet et des grés à la base; il n'est présent que dans la partie Nord-Ouest du champ.

4/2- Le Mésozoïque :

- **Le Trias** : son épaisseur moyenne est de 200m au Nord et 75m au Sud. Sa limite de base est la discordance hercynienne.

Le Trias de Hassi R'mel comprend de bas en haut les ensembles lithologiques suivants :

-Le Trias Argilo- Gréseux Inférieur (TAGI) : appelé Série Inférieure; cette série est représentée par une alternance d'argiles indurées vertes, parfois brunes et par des grés fins, bien classés.

Elle est caractérisée par la présence de coulées volcaniques (andésites).

Cette série repose en discordance sur les formations paléozoïques.

-Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) : il regroupe les trois niveaux producteurs du champ de Hassi R'mel et s'étend du mur du niveau C au toit du niveau A.

-Le Trias Argileux : appelé l'argileux inférieur; il est formé d'argiles indurées de couleur brun-chocolat, parcourues par des filonnets d'anhydrite et de sel.

-Le Trias Salifère infra-D2 ou S4 : il est constitué par une série importante de sel et d'argile.

Le sel se présente le plus souvent en bancs massifs cristallins. Ce terme n'existe pas partout sur le champ de Hassi R'mel, il est absent dans toutes les parties Nord Ouest et

centrale du champ, il est très bien développé dans la région de notre étude (Hassi R'mel Sud) et dans la région de Djebel Bissa.

- **Le Jurassique** : d'une épaisseur moyenne de 1100m, il est subdivisé en trois unités :

- **Le Lias** : il est constitué de trois ensembles lithologiques : Lias salifère, Lias anhydritique et le Lias carbonaté. La base du Lias salifère est représentée par une argile brune rouge et grise, légèrement dolomitique, surmontant un banc de dolomie compacte (repère d2, isochrone sur tout le champ de Hassi R'mel).

- **Le Dogger** : il est constitué au sommet par des dolomies cristallines beiges ou grises à oolithes, à sa base; il est caractérisé par des calcaires oolithiques surmontés d'argiles plastiques vertes, souvent dolomitiques.

- **Le Malm** : il est détritique au centre du champ. Il est représenté par des argiles plastiques brunes, des calcaires cristallins, parfois argileux et de dolomie grise argileuse.

Au Nord, le faciès carbonaté prédomine; il est caractérisé par l'abondance de fossiles.

- **Le Crétacé** : son épaisseur moyenne est environ 640m, de bas en haut on distingue :

- **Le Néocomien** : formé d'une alternance argilo- gréseuse.

- **Le Barrémien** : formé d'une succession de grès fin à grossier à ciment argileux ou carbonaté et d'argiles plastiques sableuses versicolores.

Ce terme est totalement absent au Nord du champ.

- **L'Aptien** : comprend des marnes gréseuses et de passées de grès argileux au Sud; il devient dolomitique beige à rosâtre avec des argiles vers le Nord.

Le gypse est présent par endroit.

- **L'Albien** : il est essentiellement gréseux et, subdivisé en deux séries :

- une série de grès fins rouges, roses ou beiges à ciment argilo- dolomitique ou calcaire à intercalations d'argiles versicolores souvent sableuses.

- une série de grés et de sables fins devenant plus argileux et gypseux vers la base.

-Le Céno manien : il est formé de dolomie cristalline à intercalations d'argiles versicolores et de calcaires dolomitiques.

-Le Turonien : il est composé de dolomies cristallines blanches ou beiges, vacuolaires et fissurées par endroit.

-Le Sénonien : il est représenté essentiellement par des calcaires dolomitiques.
A sa base, apparaissent quelques mètres de dolomie fissurée à niveaux siliceux.

4/3- Le Cénozoïque :

Les terrains cénozoïques ont été affectés par une érosion intense;ils ne sont représentés que par l'Eocène et le Mio- Pliocène.

- **L'Eocène:** il a une épaisseur moyenne de 50m, il est constitué de marnes blanches plastiques à la base et de calcaires ou de calcaires marneux blancs et jaunes au sommet.

- **Le Mio-Pliocène:** il a une épaisseur moyenne de 100m. Rencontré uniquement au Nord-Ouest du champ, il est formé d'un grés argileux surmonté d'un sable moyen à grossier à ciment carbonaté à quelque passées d'argiles rouges.

AGE	ETAGE		LITHO	DESCRIPTION-LITHOLOGIQUE
TER	MOL-PLIOCENE			Croûte calcaire et série argilo gréseuse
	EOCENE			Marnes blanches plastiques
CRETACE	SENONIEN			Calcaire à silex
	TURONIEN			Dolomie vacuolaire
	CENOMANIEN			Calcaire et argile
	ALBIEN			Grès fin, friable, à passées d'argile
	APTIEN			Marnes et Grès
	BARREMIEN			Grès fin à grossier, à ciment carbonaté
	NEOCOMIEN			Grès à argile, calcaire et lignite
	MALM			Grès à carbonates et argile
JURASSIQUE		ARGILEUX LAGUNAIRE		Calcaire dolomitique à argile
		MARNEUX		Marnes et calcaires
	LIAS	CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et anhydrite
		ANYHDRIQUE HORIZON B		Anhydrite massive à passées d'argile
		SALIFERE S1-S2		Sel massif avec une passée dolomitique
		S3		Sel à passées d'argile
		ARGILEUX		Argile plastique avec une passée dolomitique
TRIAS	SALIFERE S4			Sel massif à argile
	ARGILEUX-INF			Argile brun chocolat à grès induré
	T2	A		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalation d'argile brune
	T1	B		
		C		
	SERIE INFERIEURE			Grès à intercalation d'argile, surmonté par des andésites
PALÉOZOÏQUE	DEVONIEN			Argile à passées de grès
	SILURIEN			Argile noire à graptolithe
				Quartzite- Grès à grès quartzitique, grès fin à moyen, gris blanchâtre à lits d'argile. Grès fin, argilo-bitumineux à brèches tectoniques
	SOCLE			Grands élément de granite fracturé, rose

Fig.06: Colonne stratigraphique type de la région de Hassi R'mel(d'après Sonatrach)

5 /-La Tectonique:

5/1-Tectonique et évolution structurale : la tectonique du champ de Hassi R'mel s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plate forme saharienne, (Fig.07), et qui montre l'évolution structural du dôme de Hassi R'mel. L'histoire géologique de la plate forme saharienne est très ancienne, elle entre dans le cadre du processus de la géodynamique globale de la tectonique des plaques.

La structuration de la plate forme saharienne s'est effectuée principalement au cours de trois cycles tectoniques :

- **Le cycle panafricain:** La tectonique précambrienne et particulièrement la phase panafricaine sont à l'origine d'un grand réseau de fracturation caractérisé par des accidents sub-méridiens verticaux et, qui a engendré des formations subméridiennes dont la dorsale Idjerane M'Zab. Cette structuration a été réactivée par le cycle hercynien.
- **Le cycle hercynien:** La phase tectonique Hercynienne est l'événement majeur qui termine le cycle sédimentaire du paléozoïque. Dans les grandes lignes, cette phase se traduit par une inversion tectonique régionale, la zone la moins érodée où le Carbonifère a été partiellement conservé correspond à la zone Sud Est du bassin.
- **Le cycle alpin:** avec notamment sa phase atlasique, a engendré des structures sublatitudinales dont la dorsale Djemaa-Touggourt.

L'anticlinal de Hassi R'mel est situé sur la voûte de Tilrhemt à l'intersection de la dorsale Idjerane M'Zab dont elle forme sa terminaison septentrionale et la dorsale Djemâa - Touggourt. Les mouvements tectoniques qui ont affecté le dôme de Hassi R'mel peuvent être résumés en quatre phases principales d'après l'étude sismique et structurale de Beicip 1978, (Fig.08) :

- Mouvement de cisaillement sénestre qui a pour conséquence un glissement horizontal du socle paléozoïque
- Création d'un pli d'entraînement et la remontée de la partie sous-jacente du Trias argilo-gréseux.
- Amincissement du sel (Trias salifère) par fluage au top du pli (zone de pression maximum).
- L'amincissement des sels est suivi par l'effondrement d'une partie du Jurassique, créant des grabens dont la largeur est de l'ordre du kilomètre et les rejets de l'ordre de plusieurs dizaines de mètres.

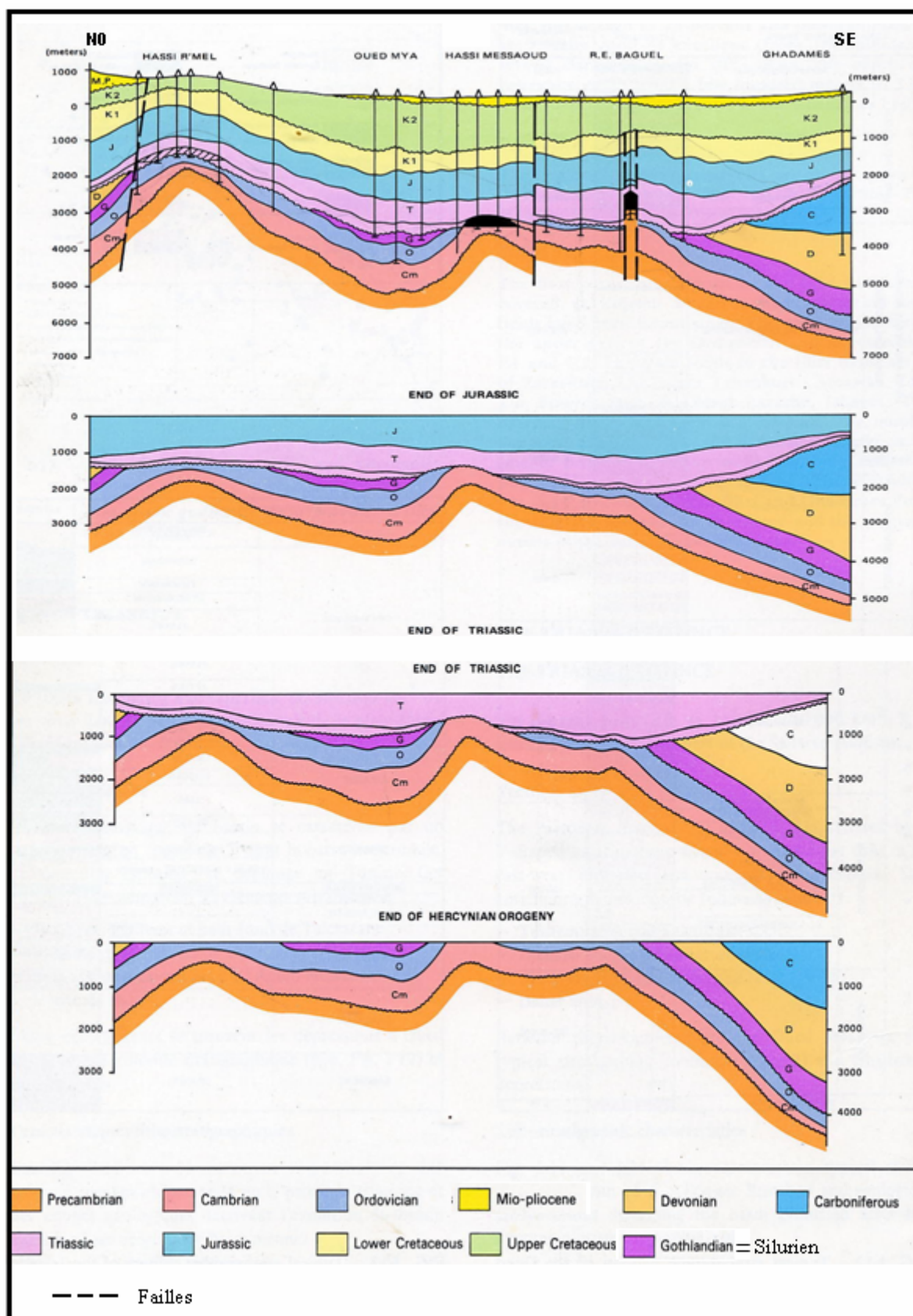
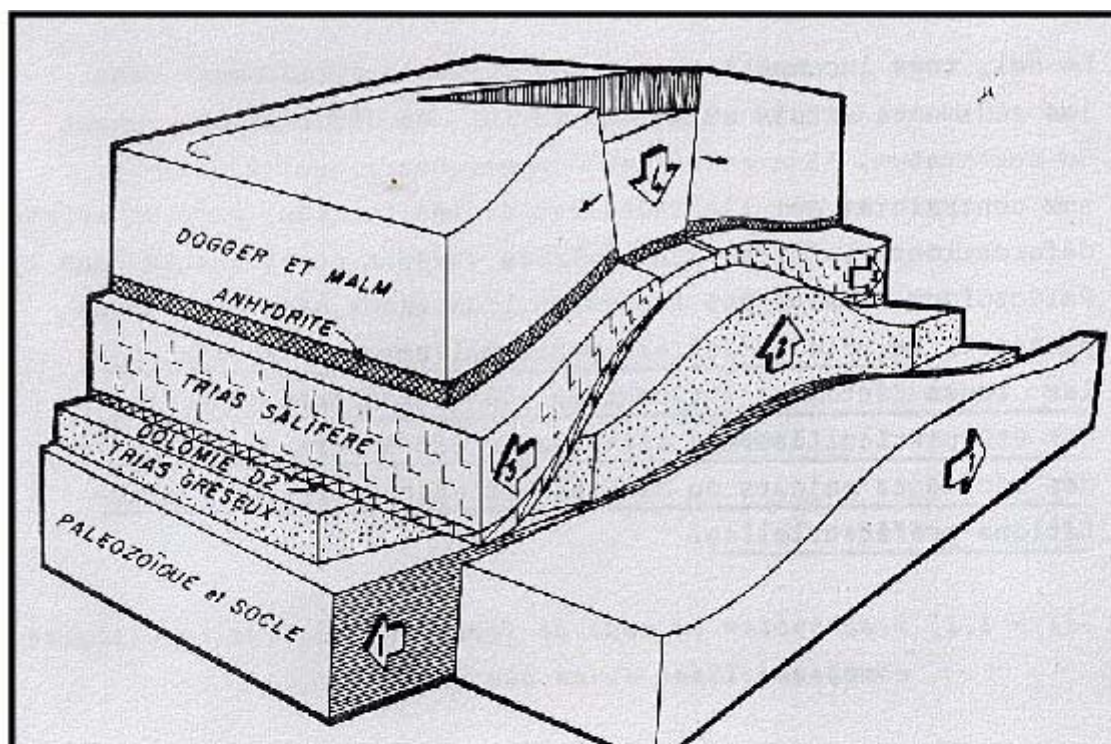
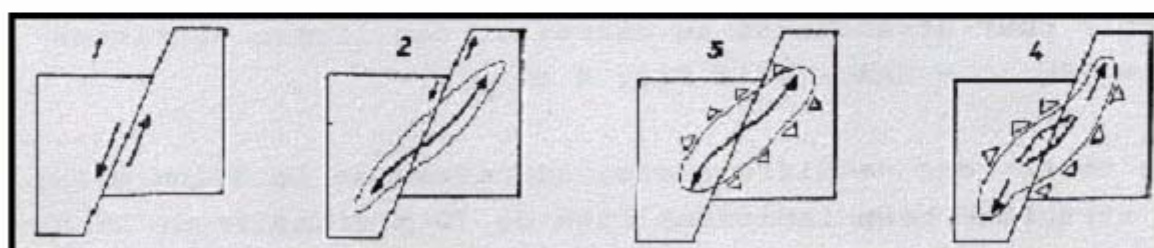


Fig.07: Évolution structurale de la province Triasique (WEC, 1979)



Décomposition des formations par étage structural



Mouvement de cisaillement sénestre au niveau du socle

Création d'un pli d'entraînement

Amincissement du sel par fluage au top du pli: zone de pression maximum

Effondrement de type graben favorisé par les phénomènes d'extension et par l'amincissement du sel et des séries compétentes

Succession en plan des déformations

Fig.08: Exemple d'un pli d'entraînement, au Trias gréseux engendré par des accidents profonds de type décrochant(Beicip,1978)

5/ 2- Les directions structurales :

Le réseau de faille qui affecte la région de Hassi R'mel a deux directions dominantes; Nord-Est - Sud Ouest et Sud-Est - Nord Ouest, (Beicip 78).

Ces deux réseaux de failles et toute la structuration de Hassi R'mel sont liés aux mouvements du socle, lui même qui a entraîné la couverture sédimentaire dans sa déformation au cours de toutes les phases tectoniques qui l'ont affecté (Fig.09).

Le vaste anticlinal de Hassi R'mel se prolonge en pente douce vers le Nord - Est et l'Ouest. Vers le Sud apparaissent de petites structures anticlinales : le champ de djebel Bissa au Sud Ouest et le champ de Hassi R'mel Sud au Sud.

Ces deux structures anticlinales avec le reste de la vaste zone de Hassi R'mel étaient le but d'une campagne sismique de la mission HRM acquise en 1999-2000 et traitée par Western et Beicip- Franclab au cours de l'année 2000.

Les lignes sismiques de cette mission s'étendent largement vers l'Ouest au niveau de djebel Bissa, vers l'Est sur la zone de l'anneau d'huile et, vers le Sud au niveau de la structure de Hassi R'mel Sud (Fig.10).

L'interprétation réalisée a mis en évidence trois directions de failles recoupant le gisement, (Fig.11) :

- Une direction N120° détectée essentiellement dans les parties centrales et Sud du gisement, les failles associées sont interprétées comme des couloirs de décrochements majeurs recoupant d'Est en Ouest le dôme de Hassi R'mel.

On rappellera qu'à l'échelle régionale, cette orientation est celle des failles générées lors de la distension du Trias (ouverture de laTéthys).

- Une direction subméridienne observée au niveau de la structure de djebel Bissa où la qualité sismique est bonne, et sur les secteurs Nord et Est du gisement de Hassi R'mel.

- Une direction intermédiaire entre les deux orientations précédentes (N150°) est mise en évidence en divers secteurs et en particulier sur le flanc Sud-Ouest du gisement en bordure du synclinal, le séparant de djebel Bissa; cet accident semble se prolonger vers le Sud par le trend de Hassi R'mel Sud.

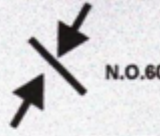
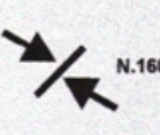
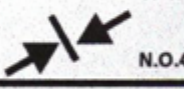
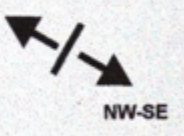
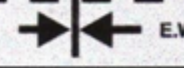
ERES		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
	PALEOGENE	EOCENE	TERTIAIRE ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE	 N.O.90	Jeu inverse sur les accidents NO.90
	JURASSIQUE		(ALPIN PRECOCE)		
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNienne TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE
	CARBONIFERE	VISEEN	PHASE HERCYNienne PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW
	DEVONIEN	Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normales NE-SW (variation de faciès et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inférieur			
	SILURIEN		PHASE CALEDONNIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles NS Erosion sur les moles sub- méridiens Tihemboka
	ORDOVICIEN				
	CAMBRIEN		PHASE PANAFRIKAINE TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)

Fig.09: Les différentes phases tectoniques affectant la plate forme saharienne (d'après Beuf, 1971, modifié par Boudjamaa, 1987)

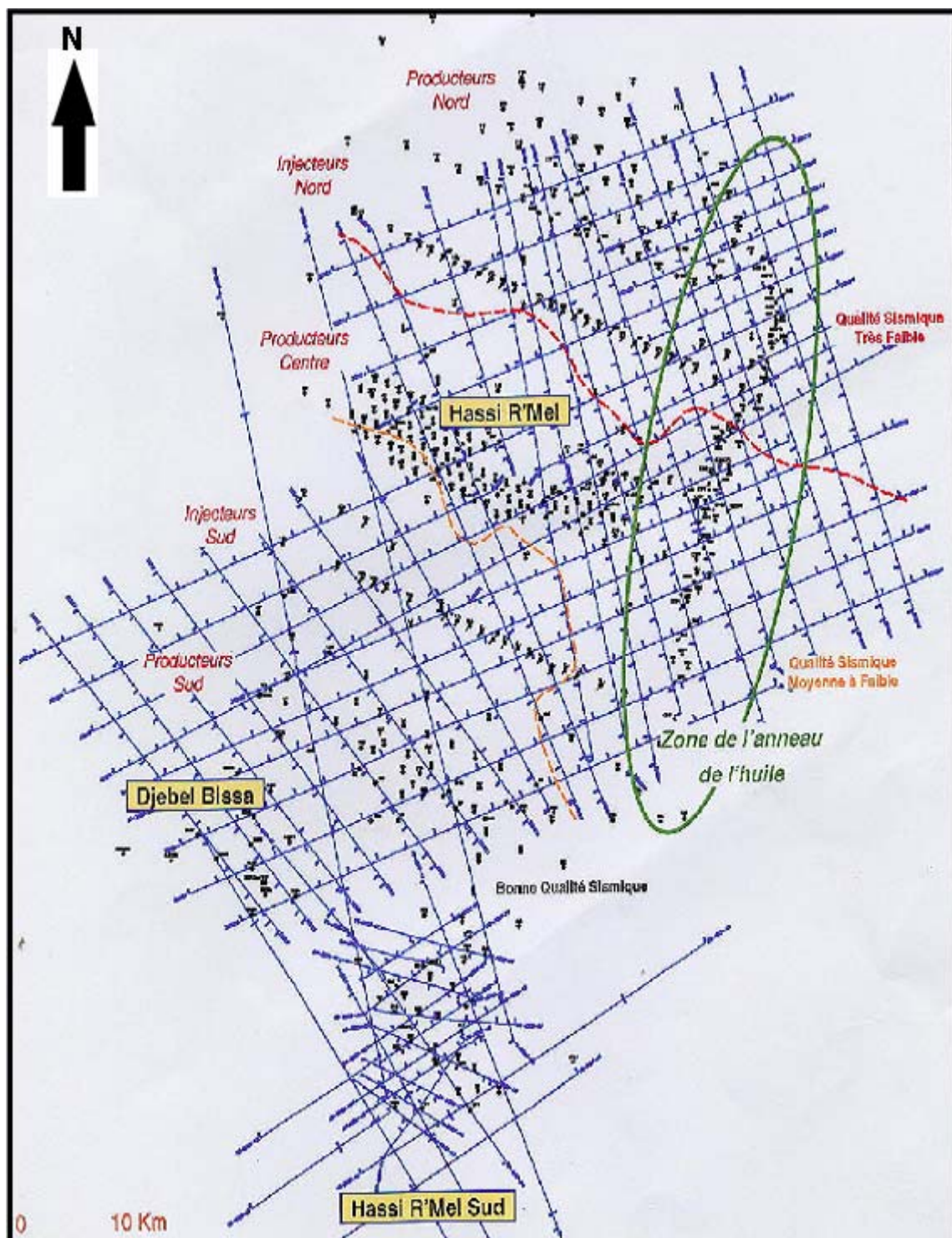


Fig.10: Les données sismiques utilisées (Beicip, 1997)

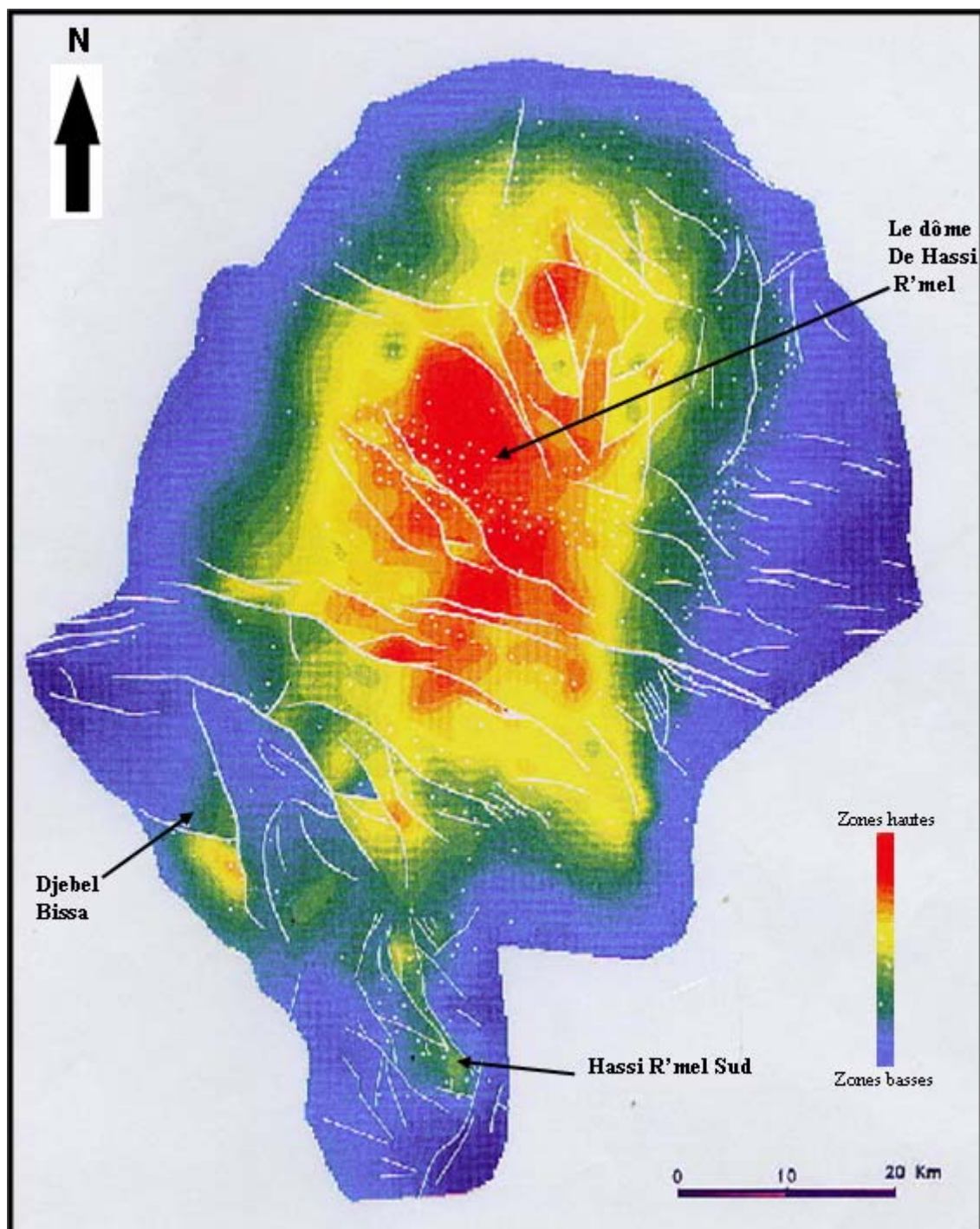


Fig.11: Carte en isobathes au toit des réservoirs triasiques incluant le champ de Hassi R'mel Sud (d'après Beicip,1997)

6 / Présentation de la région d'étude :

6/1- Situation : le champ de Hassi R'mel Sud est situé au Sud du grand champ gazeifère de Hassi R'mel, (Fig.04) à environ 550km au Sud d'Alger et à 120km au SSE de Laghouat.

Cette structure est comprise entre :

X= 535000-555000E

Y= 205000-225000N

6/2- Historique de la recherche : le puits HRS-1 est foré en 1971 sur une structure définie par une campagne de service sismique de réflexion. Ce puits a rencontré 15m de gaz piégé dans les grès du Trias argilo-gréseux supérieur (T2), réservoir A.

- En 1980, une accumulation d'huile surmontée par un gaz cap, a été mise en évidence dans ce réservoir A, par le forage HR-162.

Cette présence d'huile a été confirmée ultérieurement par le puits HRS-8 en 1984. Une deuxième accumulation d'huile piégée dans le réservoir triasique de la Série Inférieure a été découverte par le sondage HRS-07 en 1983.

- De 1984 à 2005, d'autres puits ont été forés (HRS-9 à HRS-27), ont rencontrés des accumulations d'huile.

6/3- Description structurale : le gisement de Hassi R'mel Sud correspond au prolongement structural complexe du périclinal Sud du vaste dôme de Hassi R'mel. Il est principalement constitué d'un trend positif orienté NNO- SSE long d'une quinzaine de kilomètres.

Il est bordé sur son flanc oriental par une faille normale continue dont le rejet peut atteindre une cinquantaine de mètre.

→ Au Nord, le raccord avec le dôme de Hassi R'mel semble s'effectuer par l'intermédiaire de trois structures de petite dimension mais, d'assez forte amplitude et sont caractérisées par un rejeu récent (déformation de l'Aptien) associé à des failles à caractère inverse:

- au Nord-Est, la structure HR-94 se situe à l'intersection de deux failles d'orientation: NNO-SSE sur le flanc Ouest de la structure et NE-SO sur son flanc Sud.
- au centre, la structure est reconnue par le puits HRS-12 situé sur son flanc Est et, sur la faille majeur.
- au Nord-Ouest, la structure OEH-1 semble moins affectée par les failles (Fig.12).

→ Au centre de la zone d'étude, le trend positif est extrêmement étroit (1km de large au niveau du forage HRS-12), les puits HRS-6 et HRS-18 sont situés en position basse à l'Est du trend principal d'orientation NO-SE.

Vers l'Ouest, les puits HRS-13, 15 et 16 sont localisés dans un secteur assez plat, mais recoupé par plusieurs failles de faible rejet.

→ La partie Sud de la région étudiée est caractérisée par l'interférence de trois directions structurales :

- la direction principale NNO-SSE représentée par la faille majeure bordant la structure sur son flanc Est.
- un réseau secondaire de direction ONO-ESE mis en évidence sur le flanc Ouest de la structure.
- la direction NE-SO recoupant le périclinal Sud de la structure; cet accident majeur sépare les deux puits HRS-5 et HRS-7 distants de deux kilomètres et présentant un écart de plus de 100m au toit du T2.

6/4- La stratigraphie : la stratigraphie de Hassi R'mel Sud est similaire de celle rencontrée dans le champ de Hassi R'mel, mais le Trias présente des variations d'épaisseur et de faciès du Nord vers le Sud du champ.

Dans la région Sud, le Trias se résume par un seul niveau gréseux (A) déposé directement sur la Série Inférieure.

La disparition des réservoirs B et C vers le Sud est interprétée par variation latérale de faciès, (Hamel.1988).

La colonne stratigraphique type de Hassi R'mel Sud est représentée par la figure 13.

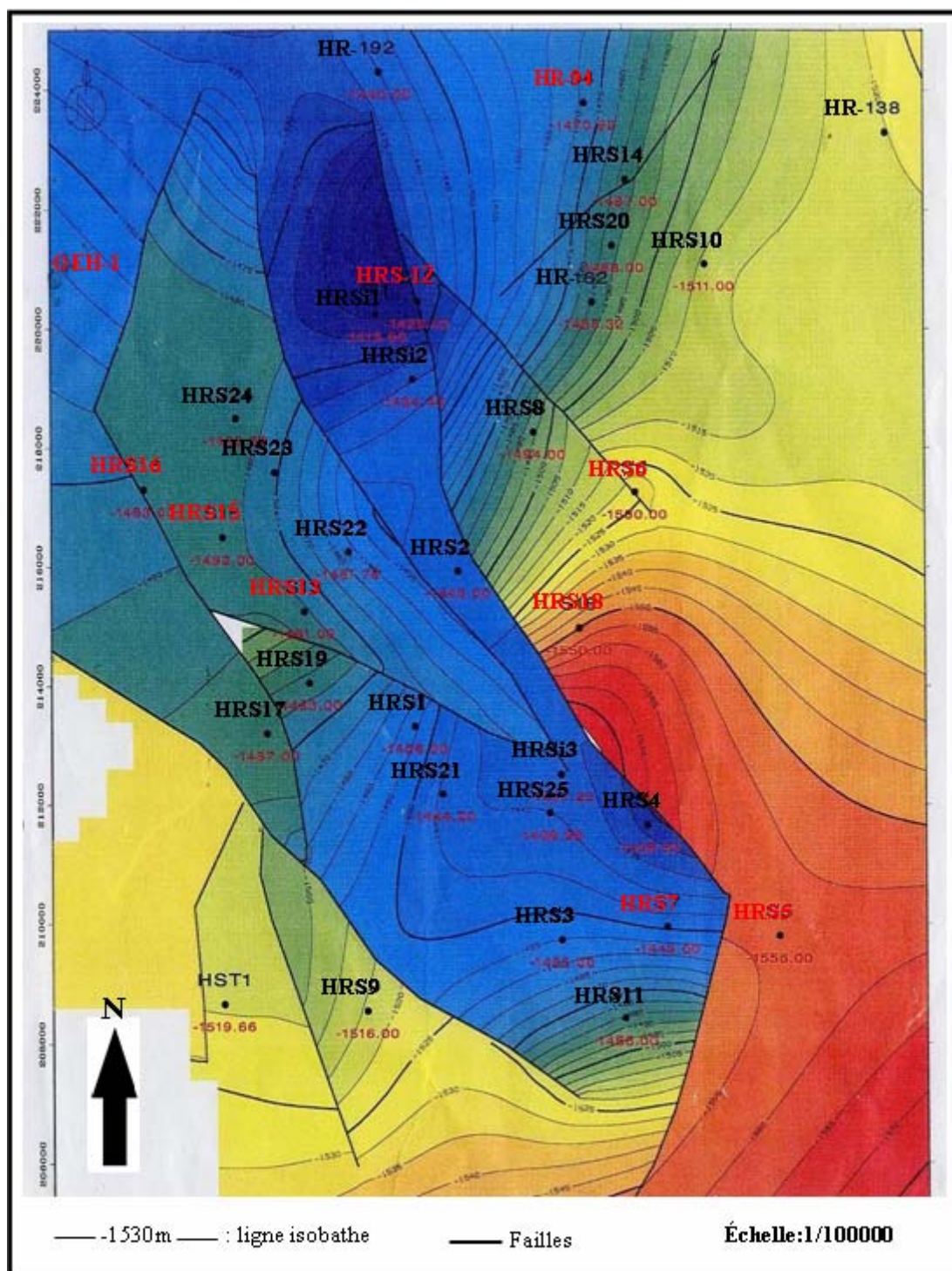


Fig.12: Carte en isobathes au toit du réservoir A du champ de Hassi R'mel Sud (d'après l'interprétation sismique de Beicip,1992)

AGE	ETAGE		LITHOLOGIE	DESCRIPTION-LITHOLOGIQUE	EP-MOY (m)
CRETACE	SENONIEN			Calcaire à silex	40
	TURONIEN			Dolomie vacuolaire	40
	CENOMANIEN			Calcaire argileux	100
	ALBIEN			Grès fin à moyen avec présence d'argile	300
	APTIEN			Grès marneux à passées d'argile plastique	25
	BARREMIEN			Grès fin à grossier et à ciment carbonaté	260
	NEOCOMIEN			Grès à passées d'argile et de calcaire	300
JURASSIQUE	MALM			Passées de calcaire, de dolomie, de grès et d'argile	215
	DOGGER	ARGILEUX		Argile à grès et carbonate et dolomitique	100
		LAGUNAIRE		Calcaire oolithique à passées d'argile	120
	LIAS	MARNEUX		Marne et calcaire	30
		CARBONATE		Calcaire dolomitique à passées d'argile et d'anhydrite	72
		ANYHDRIQUE		Anhydrite massive, blanche, à argile	80
		HORIZON B		Argile plastique à dolomie	49
		SALIFERE S1-S2		Sel massif rosâtre	160
		S3		Sel à passées d'argile	150
	a2	ARGILEUX		Argile plastique à passées dolomitiques	15
	T2			Grès gris clair, fin à moyen au sommet, grossier à la base et présence de conglomérat	17
	SALIFERE S4			Sel massif, rosâtre à passées d'argile	50
	ARGILEUX-INF			Argile brun chocolat à grise indurée et tendre	16
PALÉOZOÏQUE	SÉRIE INFÉRIEURE			Alternance d'argile et de grès, surmontée par les andésites	> 46
	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite et grès quartzitique, grès fin à moyen, argile butumineuse et brèches tectoniques	DH
	SOCLE			Granite fracturé, rose, ferromagnésien	

Fig.13: Colonne stratigraphique type de Hassi R'mel Sud(Sonatrach)

Partie II: Caractérisation sédimentologique:

1- Introduction :

Le gisement du champ de Hassi R'mel est constitué par la superposition de quatre réservoirs gréseux d'âge triasique, séparés par des intercalations argileuses d'épaisseur variable: ce sont les niveaux **A** de la série T2, **B** et **C** de la série T1 et **la Série Inférieure**. Ces réservoirs peuvent être en communication latérale et verticale par suite (Beicip78):

- du rejet des failles
- d'une fracturation ouverte plus ou moins développée
- de la faible épaisseur locale des niveaux argileux

Les études de A.Achab, 1970 et Chateauneuf, 1975 ont donné plus de détails sur les limites du Trias.

A.Achab a conclu que seule la partie basale des évaporites (S4) appartient au Trias, tandis que les autres niveaux salifères (S1, S2, et S3) appartiennent au Lias.

La série inférieure datée Carnien supérieur est l'équivalent de la zone palynologique (P1) supérieure,(Tab.1).

Lithologie		ACHAB 1970	Chateauneuf 1975	AGE	
D2		Q	Q	Hettangien	Jurassique
S4 TRIAS ARGILEUX	T2	P3	P3	RHETIEN	T R I A S S U P E R I E U R
A			P2	à	
B	T1			NORIEN	
C		P2	P1 Sup.	CARNIEN Sup.	
Série inférieure		P1	P1 Sup.	CARNIEN Sup	

Tab.1: Zonation palynologique et datation des quatre niveaux gréseux(in Hamel, 1988)

2- Caractéristiques des réservoirs triasiques du champ de Hassi R'mel:

2/1-Le réservoir A: il est constitué de grès fins à très fins, à nombreuses intercalations conglomératiques à galets d'argile et passées argileuses et à forte cimentation anhydritique. Il présente l'extension la plus importante puisqu'il s'étale plus ou moins régulièrement sur tout le champ à l'exception l'extrême Sud-Ouest du champ.

Les épaisseurs sont relativement constantes sur l'ensemble du champ.

Ses caractéristiques pétrophysiques sont localement influencées par le développement d'une cimentation argileuse et surtout anhydritique qui vient s'ajouter à une granulométrie plus fine des grès.

2/2-Le réservoir B: il est constitué de grès fins plus ou moins argileux, localement moyen, à passées conglomératiques de galets d'argile, intercalés dans une série argileuse. L'extension du réservoir B est limitée à la moitié Nord du champ. Les épaisseurs varient rapidement, particulièrement dans la zone centrale où elles passent de 30m à quelques mètres, les épaisseurs maximales se situant vers le Nord-Ouest du champ.

Les caractéristiques pétrophysiques suivent des valeurs maximales dans les axes des chenaux et des valeurs plus faibles à nulles sur les flancs.

2/3-Le réservoir C: il est composé de grès fin à moyen, très peu cimenté, avec de nombreux conglomérats à galets de quartz et, à débris charbonneux. Il se repose, soit sur la Série Inférieure constituée de niveaux andésitiques et de niveaux argilo-gréseux, soit directement sur le Paléozoïque dans les zones hautes orientales de Hassi R'mel.

Le réservoir C s'étend sur la majeure partie du champ à l'exception de l'extrême Sud-Ouest et la partie Sud. C'est le plus épais des quatre réservoirs. Il présente des variations d'épaisseurs importantes suivant une direction Nord Sud.

Ce réservoir présente d'excellentes caractéristiques pétrophysiques associées à des épaisseurs utiles importantes; il dispose de ce fait des meilleures caractéristiques de stockage et de production.

2/4-La Série Inférieure: est une formation constituée d'une alternance argilo-gréseuse surmontée d'une roche éruptive (Andésite). Elle est présente dans la partie Sud du champ et sur le flanc Est du grand anticlinal de Hassi R'mel (anneau d'huile).

Elle repose en discordance sur le Paléozoïque.

Aujourd'hui le gisement de Hassi R'mel Sud contient 32 puits dont 19 traversent la Série Inférieure; ces puits sont bien répartis du Sud vers le Nord, (Fig.14).

3- La lithologie du Trias de Hassi R'mel Sud :

L'analyse des diagraphies et des descriptions de carottes a montré que le Trias de Hassi R'mel Sud est subdivisé en quatre formations (Fig.15) qui sont de bas en haut:

- **La Série Inférieure:** elle est présente dans toute la partie Sud du champ de Hassi R'mel. Son épaisseur varie de quelques mètres à quelques dizaines de mètres. Elle est formée par des alternances argile-grès organisées en séquences décimétriques à métriques, à bases érosives avec présence de coulées volcaniques (Andésites), surmontée par des dépôts argileux où se développent des paléosols.
- **Le niveau A :** est représenté par des grès gris clairs à gris sombres moyens à fins à la base et de silt passant à des argiles brun rougeâtre au sommet.
- **L'argileux inférieur :** c'est un ensemble formé essentiellement d'argile brune salifère avec quelques passées de sel, son épaisseur est très réduite dans la région étudiée.
- **Le S4 :** se présente le plus souvent en bancs de sel massif cristallin. Il est plus important dans la zone Sud du champ de Hassi R'mel Sud.

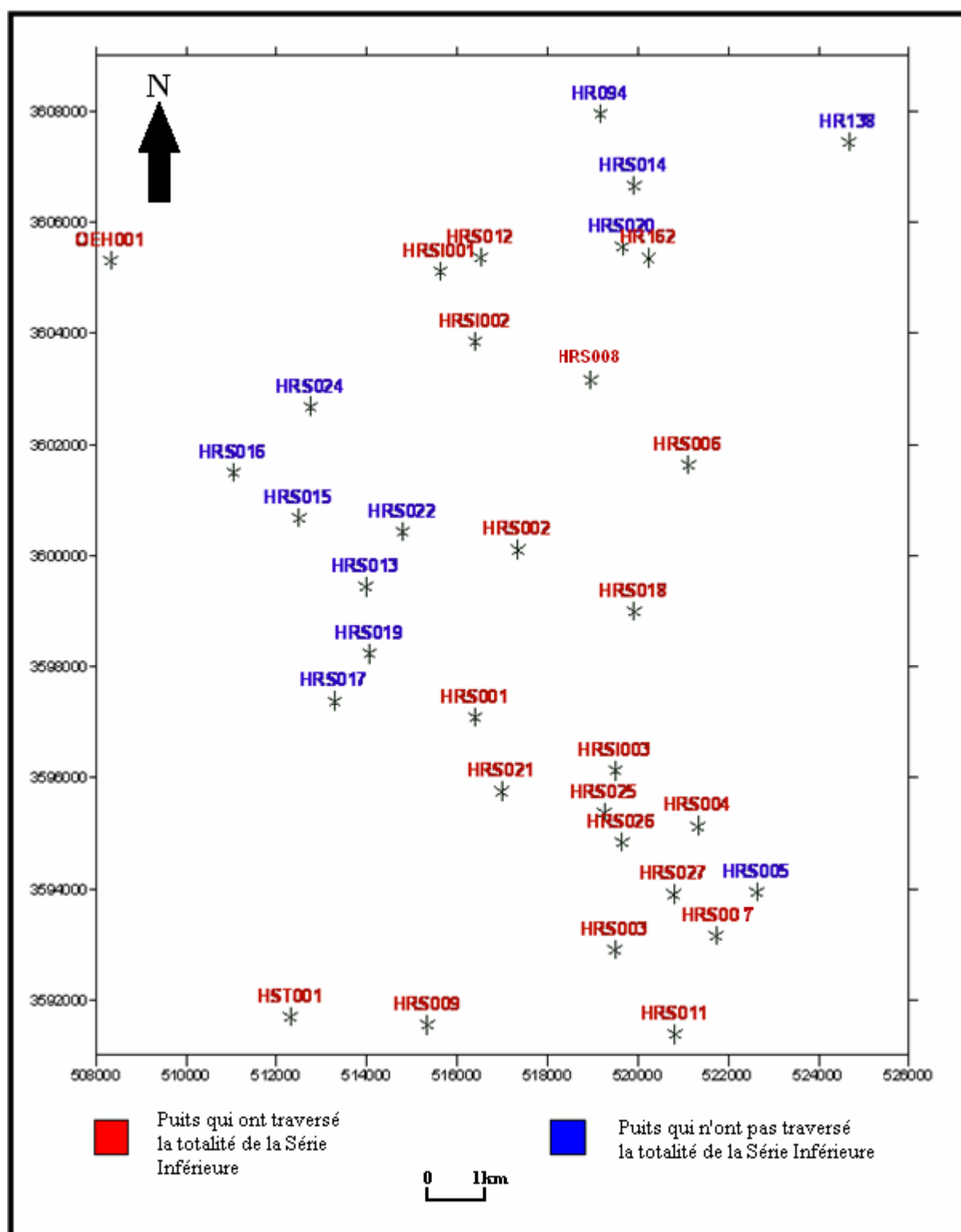


Fig.14: Carte de positionnement des puits

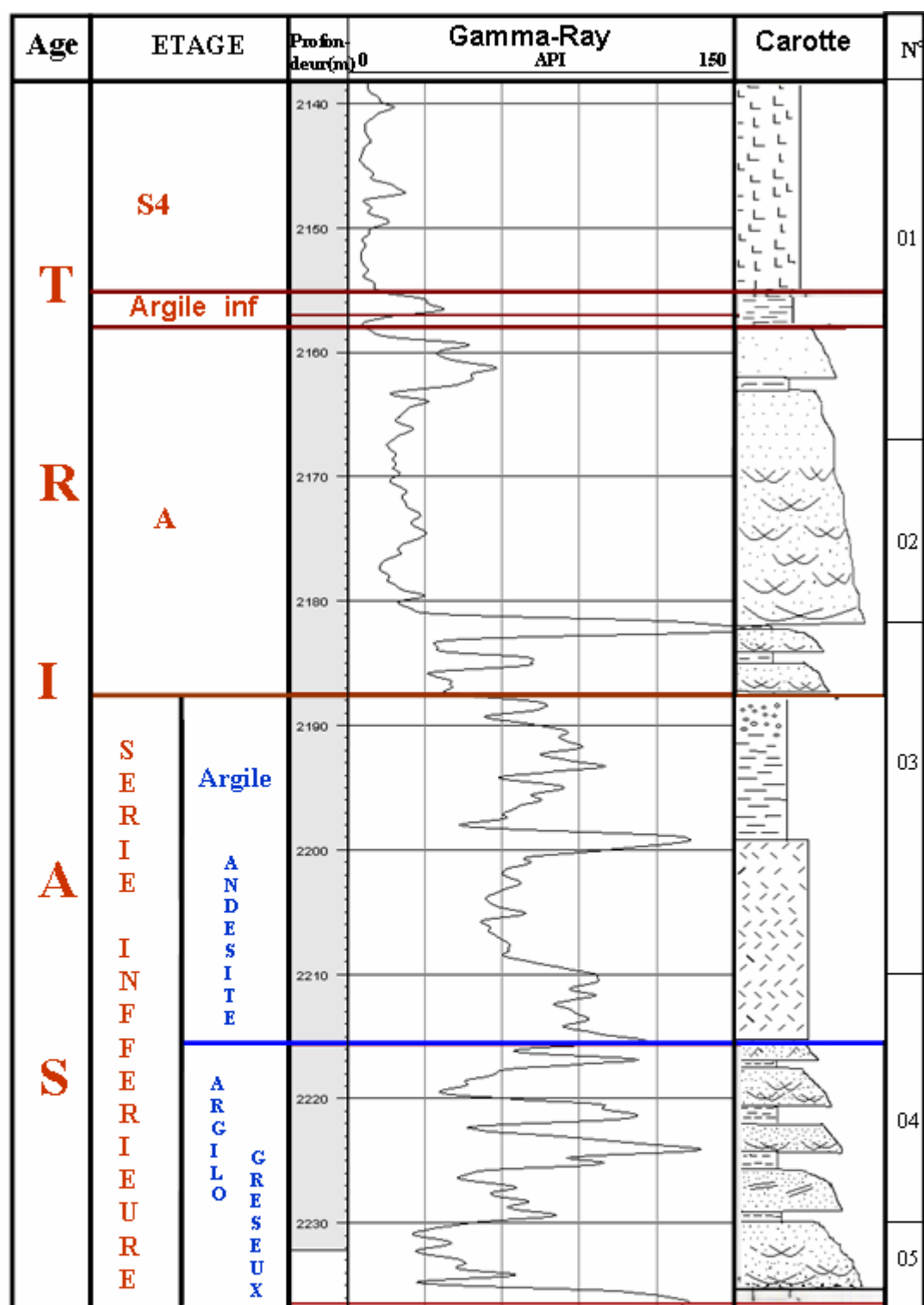


Fig.15 : Le découpage du Trias de la région de Hassi R'mel Sud (puits:HRS-21)

4 -La lithologie de la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud :

L'analyse des enregistrements diagraphiques ainsi que les descriptions de carottes nous ont permis de découper la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud en trois termes, (Fig. 16); on distingue de bas en haut :

- **L'Argilo-gréseux** : il est présent dans tous les puits qui ont atteint la Série Inférieure. Son épaisseur augmente suivant un axe NW-SE. Il atteint une épaisseur maximale au SE du champ (33m à HRS-4)(Fig.14).
- **Les Andésites**: elles sont présentes dans la majorité des puits. Leur épaisseur est plus importante dans les puits qui sont proches des failles, tel que HRS-6, HRS-8 et HRS-4(Fig.14).
- **Le terme argileux** : il coiffe la Série Inférieure. Sa présence variable dans la partie Sud de Hassi R'mel lui donne un caractère discontinu.

L'intervalle d'étude répondant à l'objectif fixé intéresse la partie basale(argilo-gréseuse),limitée par la discordance hercynienne au mur et par les andésites au sommet.

5-Description des lithofaciès et interprétation :

Il s'agit ici de décrire les différents lithofaciès rencontrés en carottes. La description précise de ces lithofaciès et leur interprétation en terme de régime hydrodynamique permet de déduire des associations de faciès et milieux de dépôts. Ces milieux de dépôts s'intègrent eux-mêmes à des environnements sédimentaires.

La description des faciès se fait selon plusieurs critères : la lithologie, la granulométrie, la nature des grains, la stratonomie (tailles des bancs, organisations des couches, limites supérieures et inférieures). De même que la reconnaissance des structures sédimentaires.

Les carottes disponibles ont été analysées dans le but de préciser les environnements de dépôt de la base de la série triasique.

La codification des faciès utilisée dans cette étude est celle de Miall, 1996.

Cette analyse a permis de mettre en évidence 19 lithofaciès, (Tab.2), rassemblés en 3 associations de faciès (Tab.3):

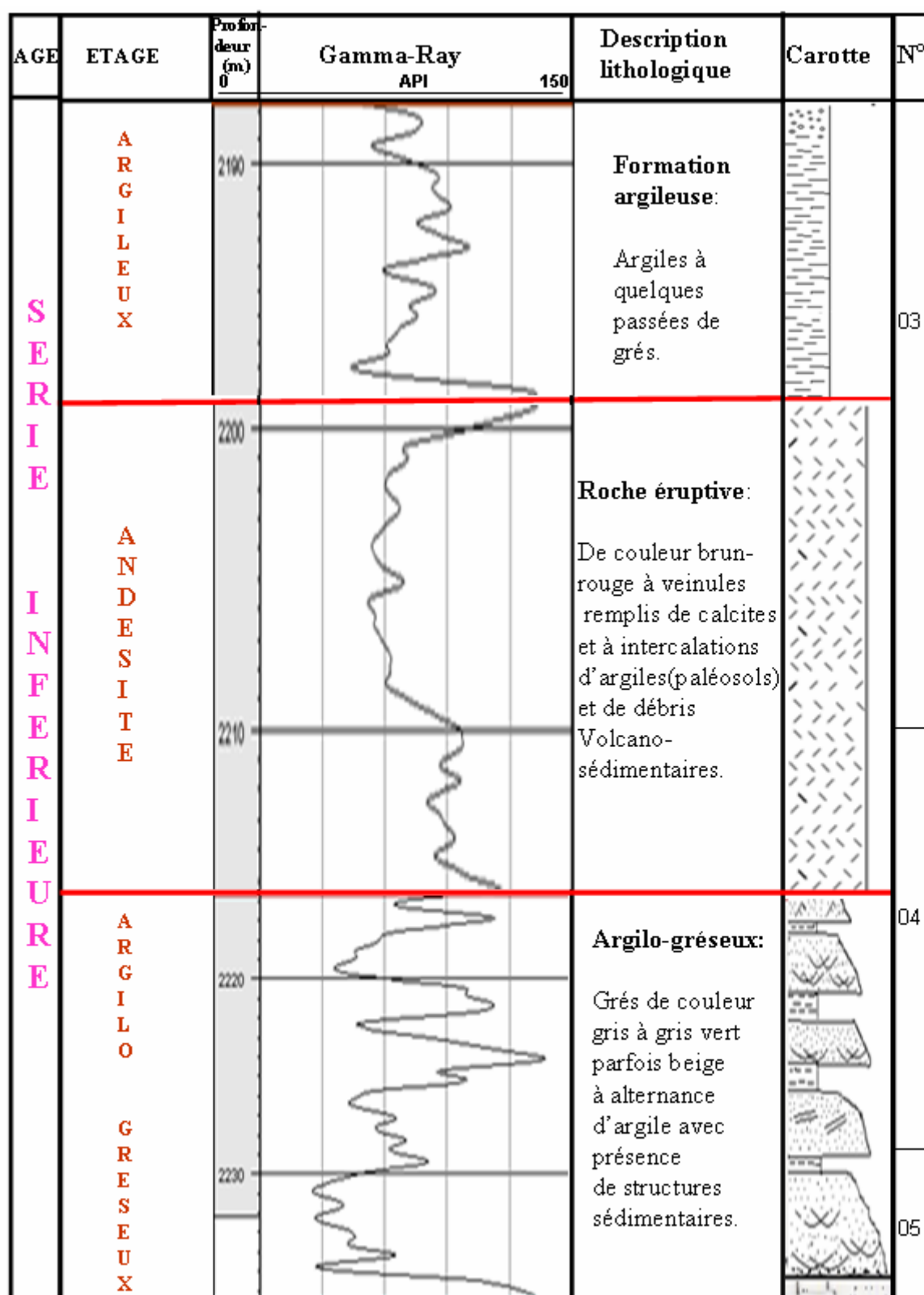


Fig.16: Le découpage de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud (puits HRS-21)

CODE	LITHOFACIES	ENVIRONNEMENT DE DEPOT
Fr	Argile silteuse à racines	Plaine d'inondation
Fc	Argile silteuse à nodule de dolomite	Plaine d'inondation
Fl	Argile silteuse lamainée	Plaine d'inondation
Fsr	Silt argileux à rides de courant	Levée ou Plaine d'inondation
Fsm	Silt argileux massif	Levée ou Plaine d'inondation
St	Grès à stratifications en auges	Chenal actif
Sta	Grès à stratifications en auges et ciment anhydrique	Chenal actif
Stm	Grès à stratifications en auges et galets argileux	Chenal actif
Stma	Grès à stratifications en auges à galets argileux et ciment anhydrique	Chenal actif
Stg	Grès à stratifications en auges et à graviers	Chenal actif
Stga	Grès à stratifications en auges à graviers et ciment anhydrique	Chenal actif
Sp	Grès à stratifications planes	Barre de chenal
Sl	Grès à stratifications planes faiblement pentées	Barre de chenal
Sh	Grès à stratifications planes horizontales	Levée
Su	Grès massif	Chenal actif
Sug	Grès massif à granules	Chenal actif
Sua	Grès massif à ciment anhydrique	Chenal actif
Sr	Grès à rides	Levée ou Crevasse
Gp	Conglomérat à stratifications planes	Chenal torrentiel

Tab.2: Codification des lithofaciès, Miall, 1996

Association-1	Association-2	Association-2
St – Sta- Stm-	Sh	Fr – Fc – Fl
Stg-Stga- Sp-	Sr	
Su-Sug- Sua-	Fsr →	Fsr
Gp	Fsm →	Fsm

Tab.3: Association des lithofaciés et environnements de dépôts

5/1- Les lithofaciès liés à un fort régime hydrodynamique:

Association-1:

Description: cette association est globalement composée d'un lag de galets centimétriques (microconglomérat), à matrice argilo-gréseuse à la base, surmonté par des grès à granulométrie moyenne et à stratifications entrecroisés (St), surmonté par de bancs centimétriques à métriques à stratifications inclinés à planes (Sp) ou sans stratifications (Su).

Milieux de dépôt: le lag de galets correspond à des dépôts de fond de chenal. Sur ce lag se dépose un ensemble métrique de bancs gréseux moyen, parfois sans argile, avec des figures sédimentaires, ce qui correspond aux dépôts de remplissage d'un chenal fluvial en tresse.

5/2-Les lithofaciès liés à un régime hydrodynamique moyen:

Association-2:

Description: cette association est composée par un ensemble de bancs gréseux à granulométrie moyenne à fine qui présente des stratifications horizontales, surmonté par des rides, avec ou sans argile.

Milieux de dépôt: il s'agit d'un ensemble de bancs gréseux décimétriques à métriques à granulométrie fine avec des structures sédimentaires caractérisant un régime hydrodynamique moyen (Sh, Sr). Cela correspond aux dépôts de remplissage d'un chenal.

5/3-Les lithofaciès liés à un régime hydrodynamique faible:

Association-3:

Description: Il s'agit d'argiles silteuses rouges (dolomitiques ou non), dans lesquelles s'intercalent parfois des bancs de grès fin à moyen, surmontés des dépôts argileux où se développent des paléosols.

Milieux de dépôt: Il s'agit de faciès de plaine d'inondation (Fr, Fc, Fl, Fsr, Fsm) où se développent un paléosol et de petits débordements (bas régime hydrodynamique).

6- Découpage de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud :

6/1- Le découpage de la Série Inférieure : l'analyse des enregistrements diagraphiques ainsi que le découpage en lithofaciès de la Série Inférieure (à partir des

descriptions de carottes) de chaque puits nous ont permis de diviser la partie basale de la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud en quatre unités ; chaque unité est représentée par des chenaux de 1m environ empilés les uns sur les autres dont la granulométrie décroît vers le sommet de la chaque unité. Ces chenaux sont caractérisés par des dépôts micro conglomératiques à la base correspondant à des dépôts de fond de chenal surmontant une surface érosive, passant progressivement à des grès à granulométrie moyenne et stratifications entrecroisées (St), surmontés par des bancs centimétriques à métriques de stratifications inclinées à planes (Sp) ou sans stratifications (Su).

Chaque unité est surmontée par des dépôts argileux qui correspondent aux dépôts de plaine d'inondation.

Le puits le plus représentatif de ces unités est HRS-11, (Fig.17).

6/2- L'évolution latérale des unités : pour suivre l'évolution latérale des unités dans l'ensemble du secteur d'étude on a établi deux profils de corrélations, un profil d'orientation Sud-Est - Nord Ouest, réalisé dans la partie Sud et un deuxième allant du Sud vers le Nord (Fig.18).

→ **Profil 1 :** il a une direction SE-NO(Fig.19), il montre la présence des quatre unités dans toute la partie Sud de la région étudiée, chaque unité est représentée par des chenaux de 1m environ empilés les uns sur les autres dont la granulométrie décroît vers le sommet de la séquence.

Chaque unité est surmontée par des dépôts argileux qui correspondent aux dépôts de plaine d'inondation. On remarque la prédominance de la fraction gréseuse par rapport à la fraction argileuse.

→ **Profil 2 :** il a une direction S-N (Fig.20), il illustre le biseautage des unités 1 et 2 et par la suite l'unité 3 du Sud vers le Nord avec une diminution de la fraction gréseuse et un développement de la fraction fine vers le Nord.

Cette évolution latérale de la Série Inférieure du Sud vers le Nord suivant l'axe des grandes failles concorde avec la direction des apports sédimentaires interprétée pour la région de Hassi R'mel: Mme HAMEL (1988) montre que, les apports de Hassi R'mel proviennent du SE et il s'agirait probablement d'une source d'apports constituée de terrain ordovicien du môle Amguid-El -Biod-Hassi Messaoud.

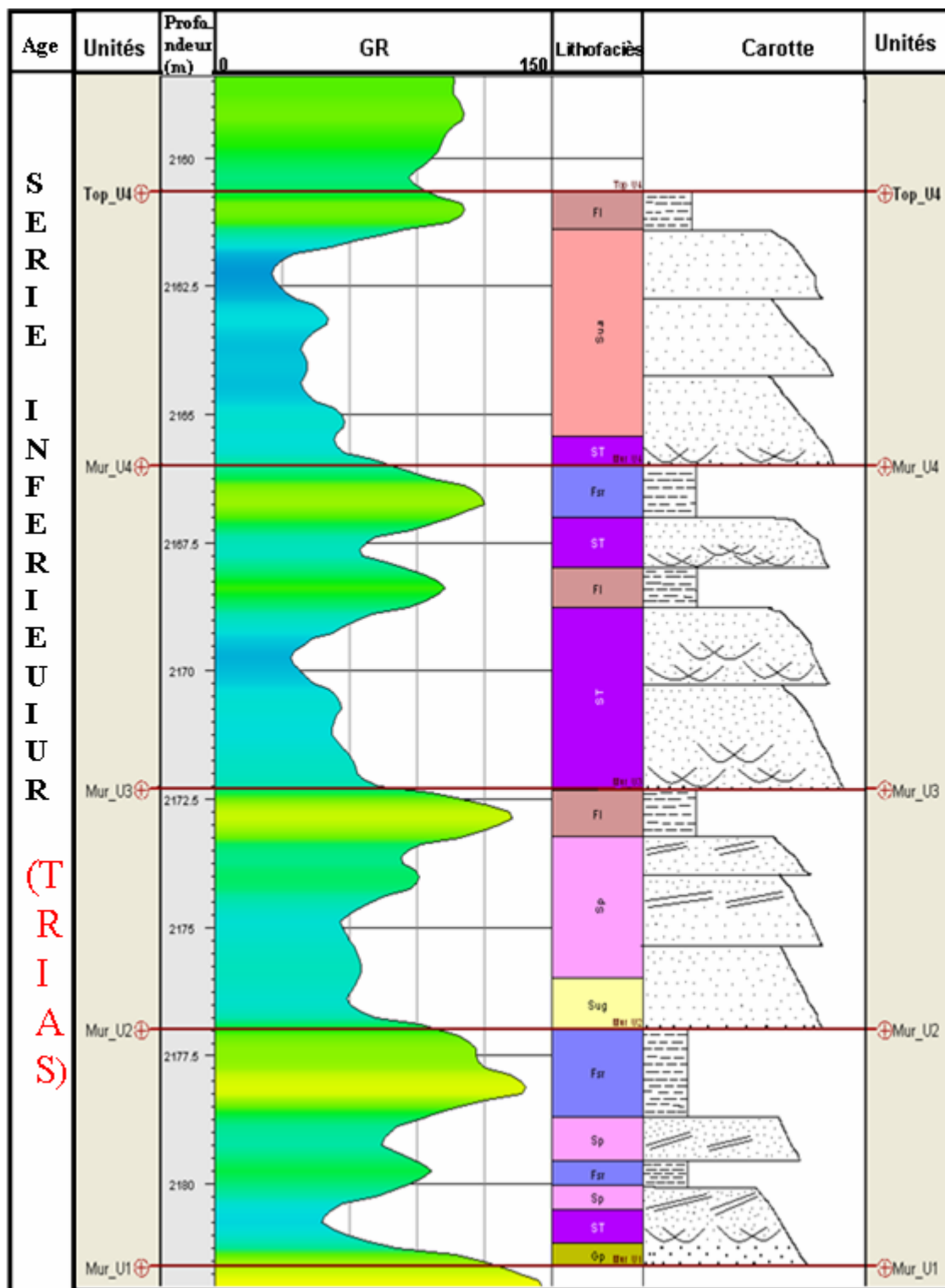


Fig.17: Le découpage de la Série Inférieure: HRS-11

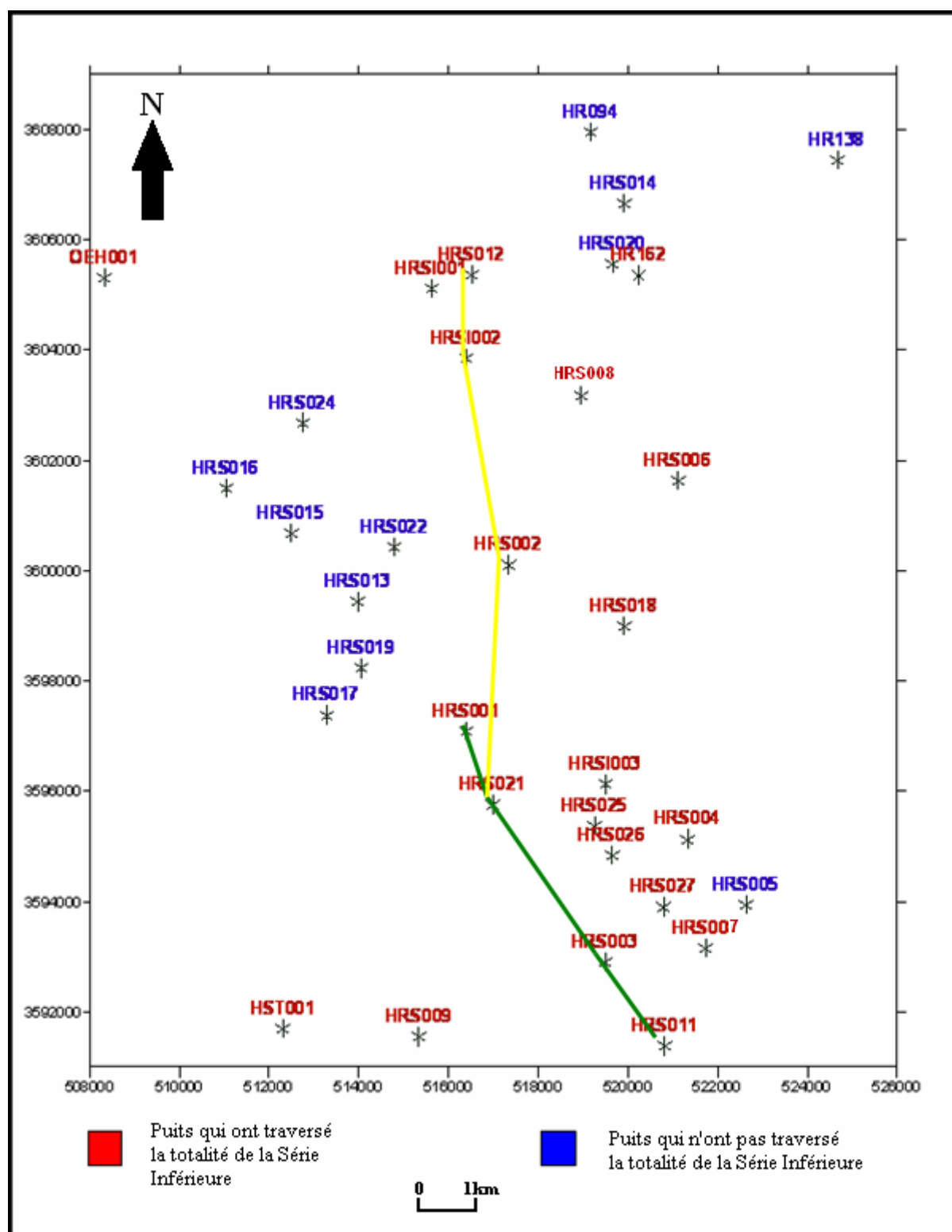


Fig.18: Schéma montrant la situation des deux profils de corrélations



Fig.19: Corrélations diagrammes montrant l'existence des quatre unités dans la partie Sud de la région de Hassi R'mel

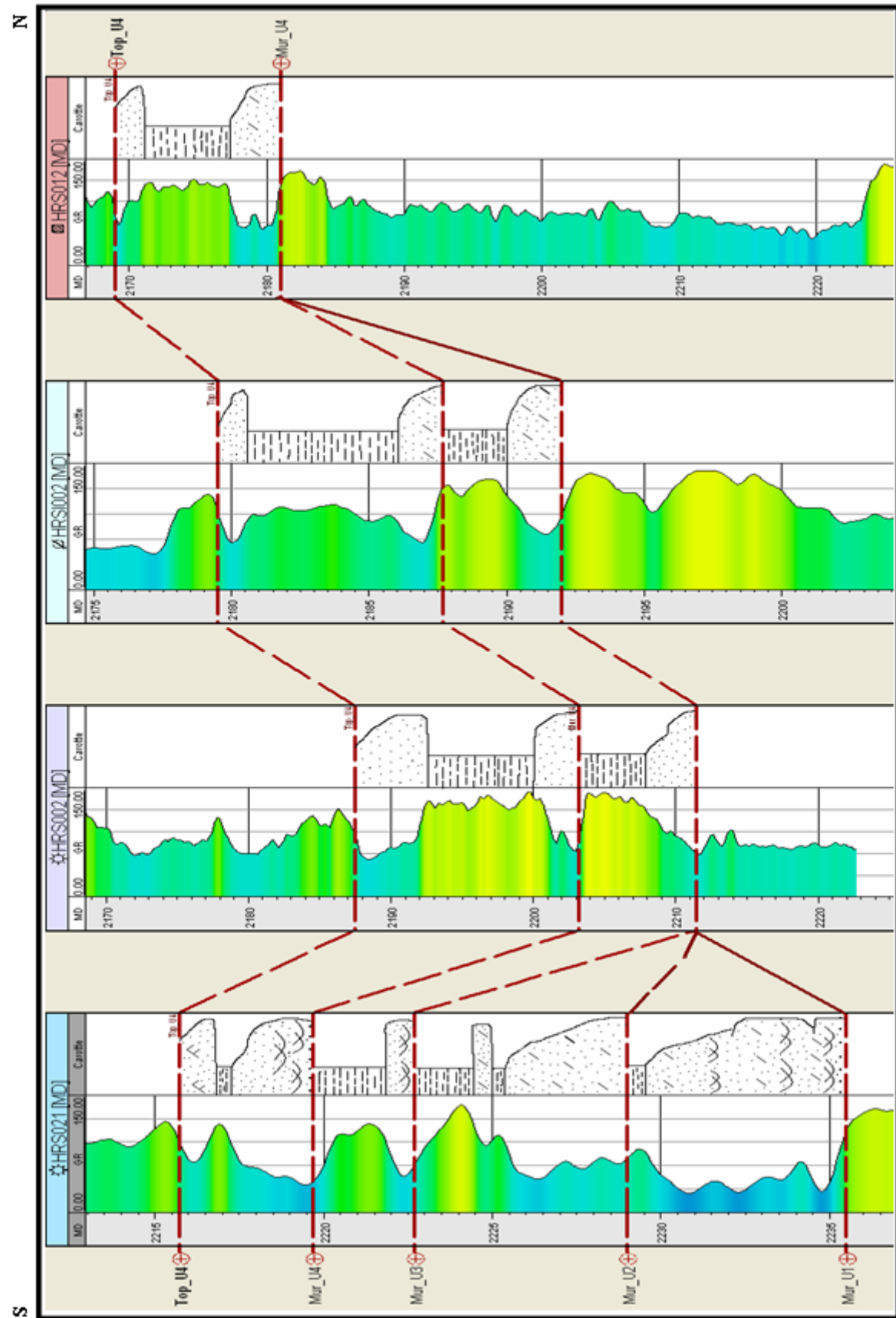


Fig.20: Corrélation diagrammes montrant le biseautage des unités du Sud vers le Nord

7- Les milieux de dépôt :

7/1- Rappels sur les environnements fluviaux :

7/1-1- Les milieux fluviaux en tresses: ce sont des chenaux à forte pente.

La caractéristique des réseaux en tresses est la faible sinuosité des chenaux souvent subdivisés en chenaux secondaires par des barres.

Le remplissage sédimentaire est essentiellement de type affinement vers le haut, passant à des grès fin avec parfois de silts et argile lors de fin de crue, (Fig.21).

Les structures sédimentaires observées dans ces dépôts sont :

- des stratifications entrecroisées : qui constituent le lit de chenal ;
- des stratifications obliques ;
- des stratifications horizontales ;
- des rides dissymétriques ;
- la base érosive ;
- les séquences élémentaires sont granodécroissantes et se reconnaissent par les diagraphies (Gamma Ray et Sonic) par une allure cylindrique dentelée caractéristique.

7/1-2- Les milieux fluviaux méandriformes : ce sont des chenaux à faible pente.

Du fait de la faible énergie qui en résulte, les apports tractés sont plus faiblement représentés que les particules ultrafines en suspension, le rapport argile / sable est donc élevé,(Fig.21).

Le drainage est focalisé dans un seul chenal à forte sinuosité bordé de levées et des plaines d'inondations.

Les structures sédimentaires observées dans ce système fluvial sont de bas en haut :

- des stratifications entrecroisées ;
- des stratifications obliques ;
- des stratifications horizontales et des rides dissymétriques ;
- la séquence élémentaire présente comme le système fluvial en tresses un affinement vers le haut, mais avec une fraction argileuse plus importante, elle est bien visible par l'enregistrement diagraphique de forme en général en cloche dentelée.

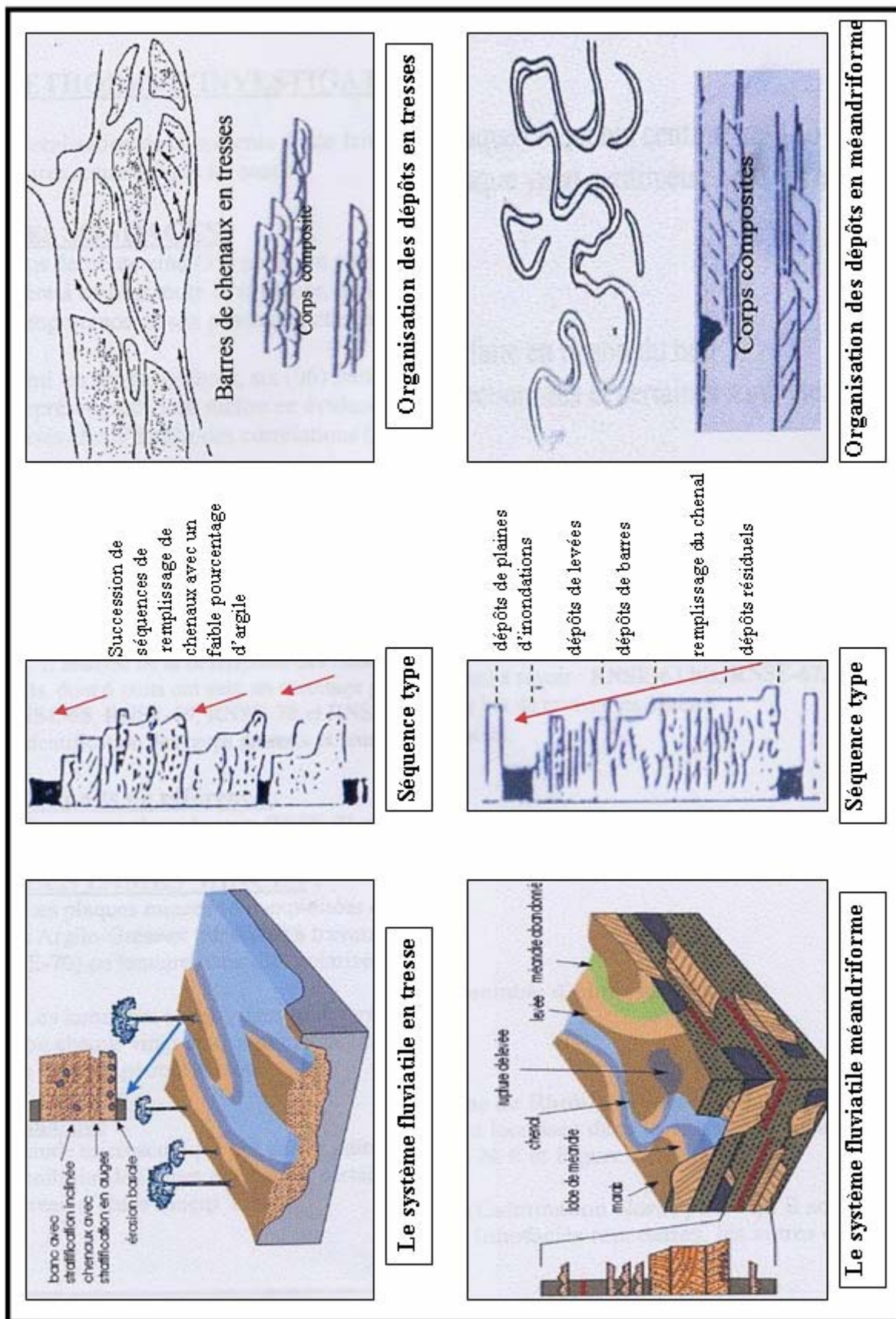


Fig.21: Les principaux caractéristiques du système fluvial

7/2- Synthèse sur la région d'étude :

D'après une analyse de toutes les descriptions de carottes de chaque puits, ainsi que l'allure des enregistrements diagraphiques existants, on est arrivé à conclure que les puits qui se situent au Sud de la région d'étude, ont des séquences élémentaires proches du système fluvial en tresses :

- base érosive ;
- séquences granodécroissantes ;
- succession de séquence de remplissage de chenaux ;
- des structures sédimentaires qui caractérisent le système fluvial en tresses ;
- argile de plaine d'inondation très réduite ;

Avec une allure diagraphique en forme cylindrique dentelé. Les puits les plus représentatifs dans la partie Sud sont : HRS-11, HRS-9, HRS-21, HRS-3 et HRS-7, (Fig.22).

Tandis que vers la direction Nord, la séquence élémentaire est proche du système fluvial méandrique :

- l'absence de la base érosive ;
- une seule séquence de remplissage du chenal ;
- dépôt de levée ;
- des dépôts de plaine d'inondation qui se développent avec une fréquence très importante.

Avec une allure diagraphique en cloche dentelée.

Les puits les plus représentatifs dans le Nord de Hassi R'mel Sud sont : HRS-2, HRS-12, HRS-I-1, HRS-I-2, HR-162 et OEH-1, (Fig.23)

7/3-Conclusion: la région Sud de Hassi R'mel Sud est intégrée dans le milieu fluvial en tresses (partie proche de la source des apports sédimentaires), avec une évolution vers le système méandrique (en s'éloignant de la source des apports sédimentaires).

Donc on peut considérer notre région d'étude comme une zone de transition entre le système fluvial en tresses et le système fluvial méandrique.

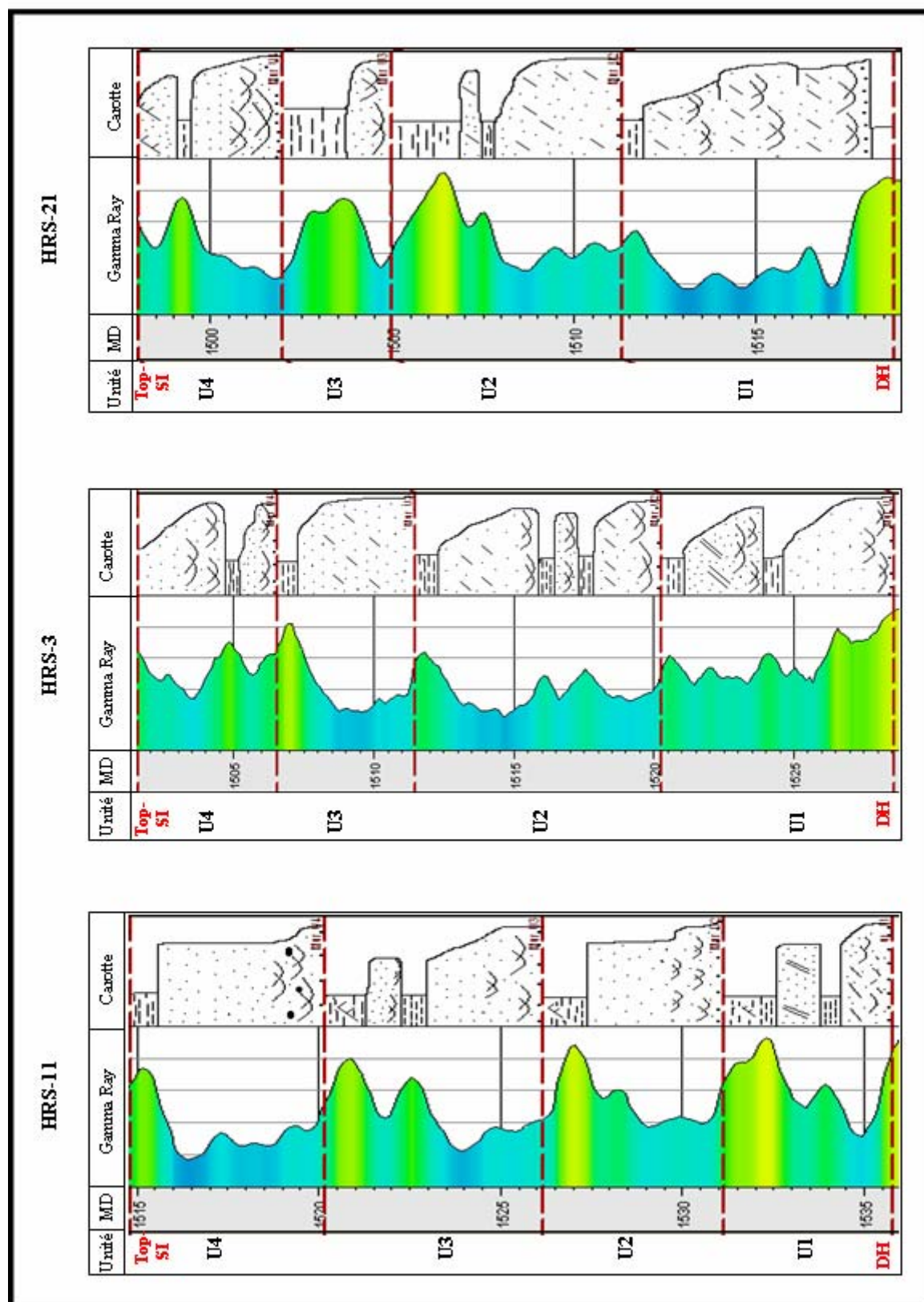


Fig.22: Présentation des puits qui présentent une allure diagénétique cylindrique dentelée

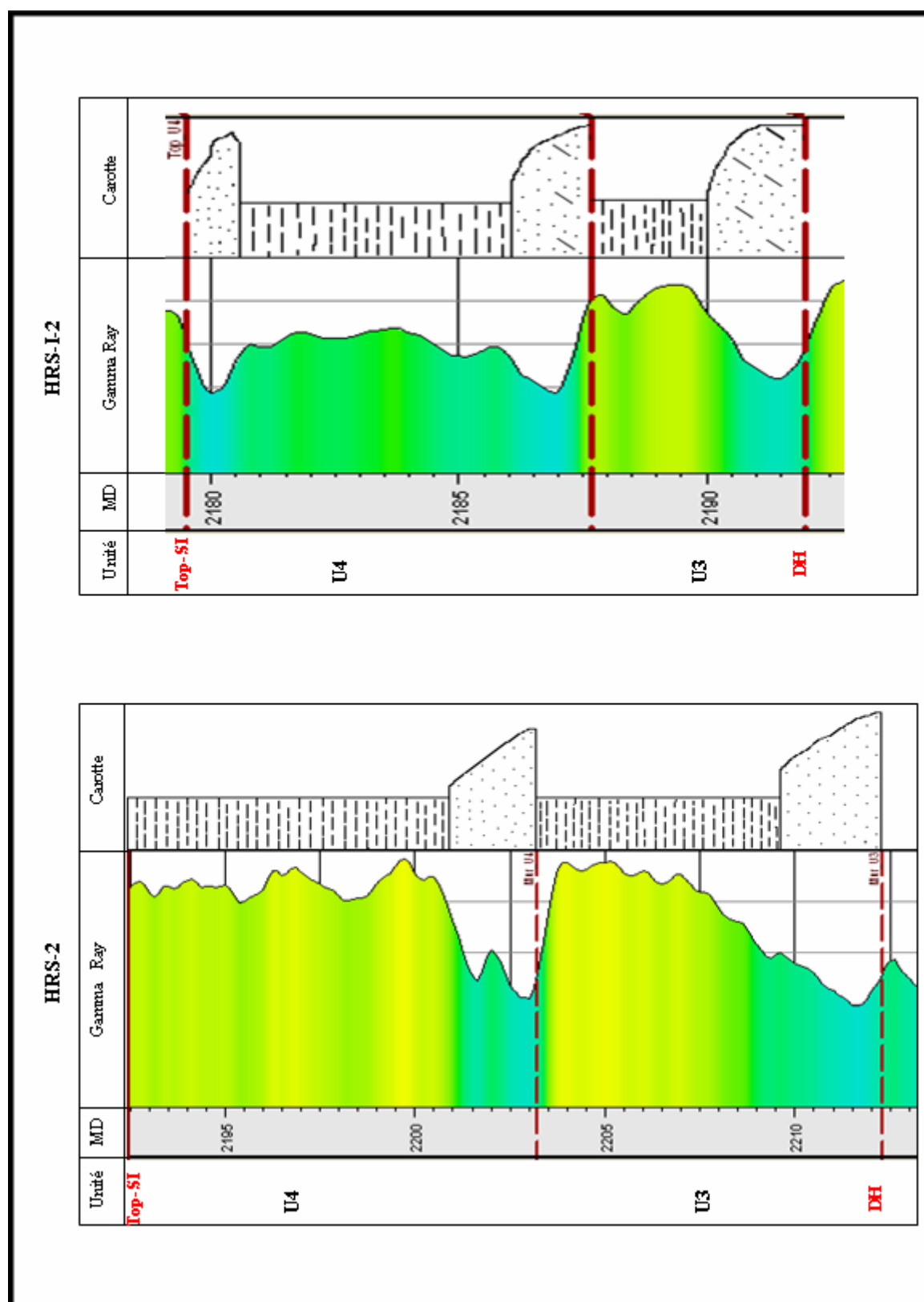


Fig.23: Présentation des puits qui présentent une allure diagaphique en cloche dentelée

Partie III: Caractérisation pétrographique et diagénétique :

1-Introduction :

L'analyse pétrographique et diagénétique de la Série Inférieure est faite sur la base d'une étude qui a été réalisée au niveau du CRD (2006) sur les puits : HRS7, HRS-I-3, HRS-1, HRS-12 et HR-162, répartis du Sud vers le Nord dans le gisement de Hassi R'mel Sud.

Son objectif est de déterminer d'une manière détaillée les constituants minéralogiques et les différents phénomènes diagénétiques qui ont affecté les réservoirs du Trias (Série Inférieure) de la région étudiée.

2- L'analyse pétrographique :

a-les élément figurés :

- **Les grains de quartz :** ils constituent l'élément principal, ils sont fins, rarement moyens. Ils sont sub-anguleux à anguleux, rarement sub-arrondis à arrondis.

Les contacts entre les grains de quartz sont le plus souvent concavo-convexes à droits parfois suturés, rarement flottants, le pourcentage total de ces grains de quartz varie entre 20 et 74%, (Fig.24).

- **Les Micas :** ils sont représentés par la biotite et la muscovite, leur pourcentage total varie de 0 à 4%. Les biotites sont les plus abondantes et fréquemment transformées en illites.

- **Les feldspaths :** se présentent souvent sous forme de trace de plagioclases.

- **Les minéraux lourds :** seul le zircon et la tourmaline sont présents sous forme de traces.

b-Les ciments :

Les ciments répertoriés dans les faciès de la Série Inférieure des puits étudiés sont : les ciments siliceux, argileux, carbonatés, évaporitiques, d'oxydes de fer et accessoirement pyriteux.

b-1- Les ciments siliceux : deux types de ciment siliceux :

- **Un ciment siliceux de nourrissage :** se développe autour des grains de quartz en auréoles, ce ciment est plus fréquent que celui provenant de la compaction, son pourcentage varie entre 0 et 5 %, (Fig.25.a) .
- **Un ciment siliceux de compaction :** il se présente sous forme de traces, ce type de ciment est suivi par un contact concavo-convexe à suturé entre les grains.

b-2- Les ciments argileux : ils sont représentés par l'illite, la chlorite, la kaolinite et les interstratifiés de type chlorite / montmorillonite.

L'illite est le minéral le plus abondant, son pourcentage atteint 90% à HRS-1, (Fig.26).

b-3- Les ciments carbonatés : ils sont développés dans le réseau poreux intergranulaire de dissolution, ils sont matérialisés par la dolomie dont la proportion totale peut atteindre 52%.

b-4- Les ciments pyriteux : ils ont une présence sous forme de traces.

b-5- Le ciment évaporitique : il est représenté par l'anhydrite, l'halite et la barytine, avec un pourcentage moins important que dans le TAGS (niveau A). Il est développé dans le réseau poreux intergranulaire et de dissolution.

b-6- Le ciment ferrugineux : il est présent dans tous les échantillons des puits de Hassi R'mel Sud, il est associé aux carbonates et aux argiles.

C-La porosité:

Le réseau poreux est matérialisé par les vides intergranulaires et de dissolution, (Fig.27), son pourcentage total est variable d'un puits à un autre et peut atteindre 25%.

La porosité de dissolution est plus importante que la porosité intergranulaire; elle résulte de la dissolution des ciments évaporitiques et à moindre importance du ciment siliceux.

Le puits HRS-I-1 résume cette analyse pétrographique.

HRS-7 à 2168m

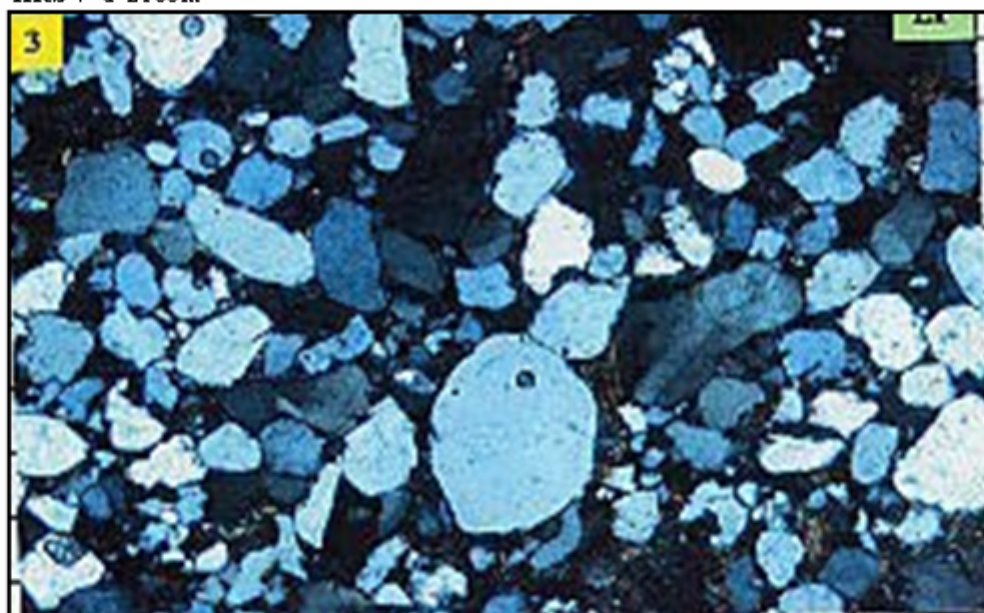


Photo1: un grès moyen, mal classé et sub-arrondi à sub-anguleux

HR-162 à 2231,5m

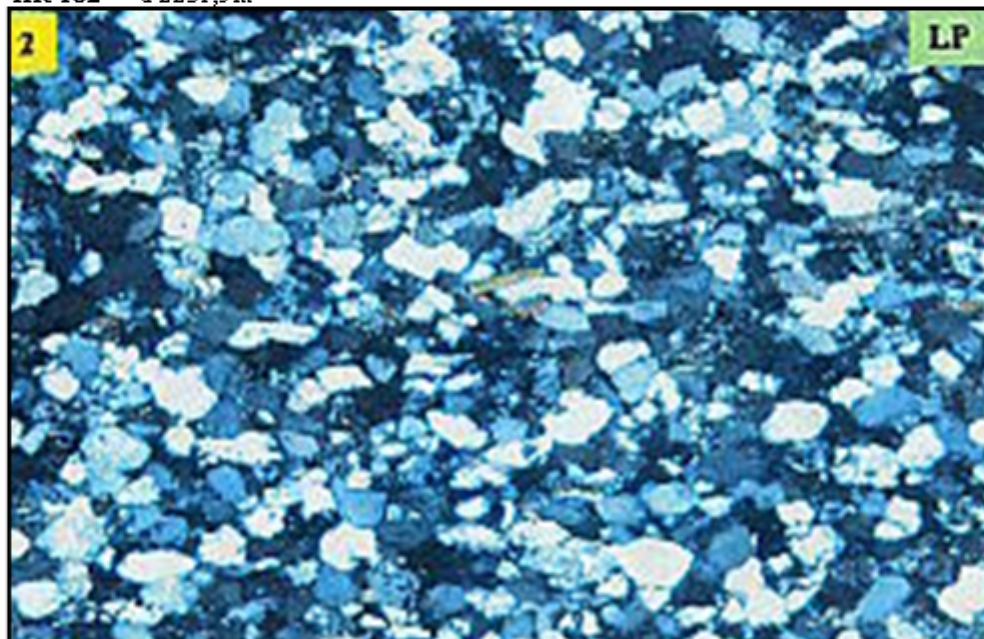
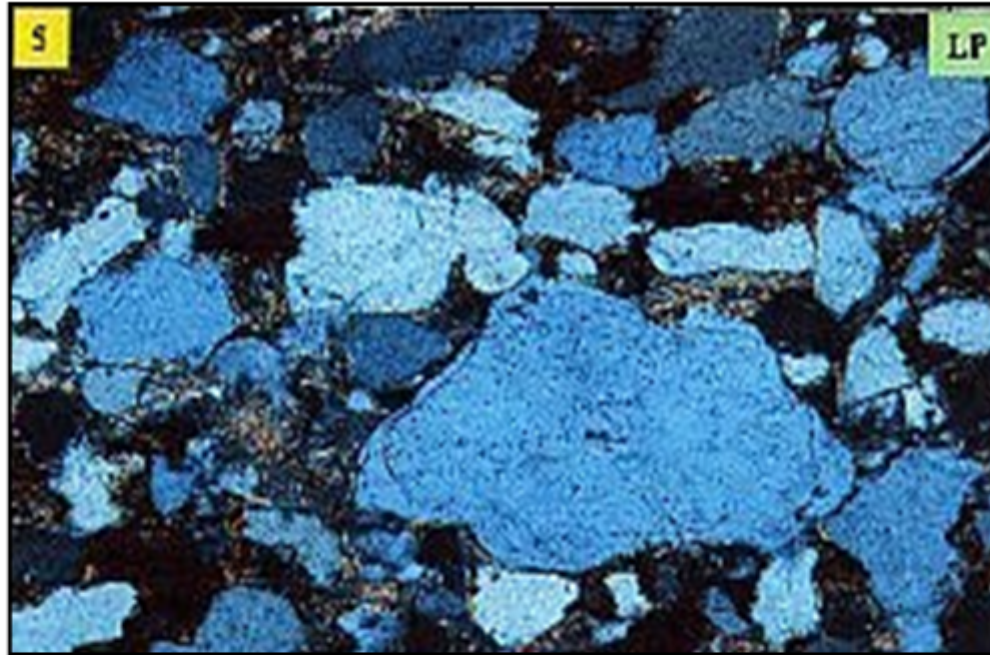


Photo2: Un grès fin à très fin, moyennement classé, sub-arrondi à sub-anguleux et à contacts concavo-convexes à droits

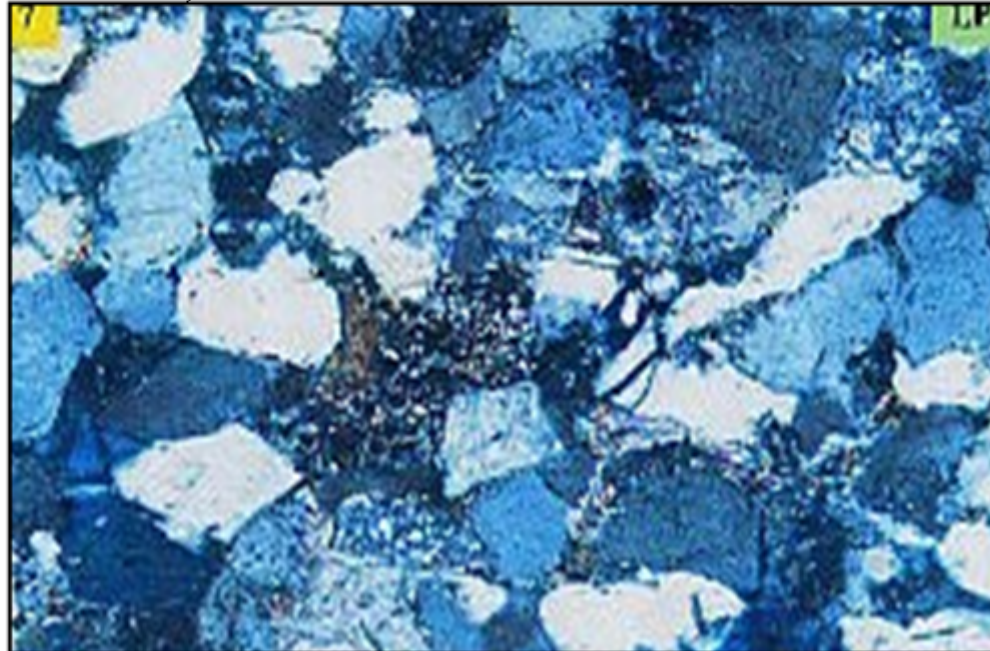
Fig.24: Présentation de la granulométrie, du classement et du type de contact des grains de quartz de la Série Inférieure de la Région de Hassi R'mel Sud, Sonatrach, CRD, 2006)

HRS-7



a-Photo-3: développement d'un ciment siliceux de nourrissage

HR-162 à 2233,5m



b-Photo-4: développement intense d'une illite intergranulaire

Fig.25: Présentation du ciment siliceux et argileux dans la Série Inférieure de la région de Hassi R4mel Sud, Sonatrach, CRD, 2006)

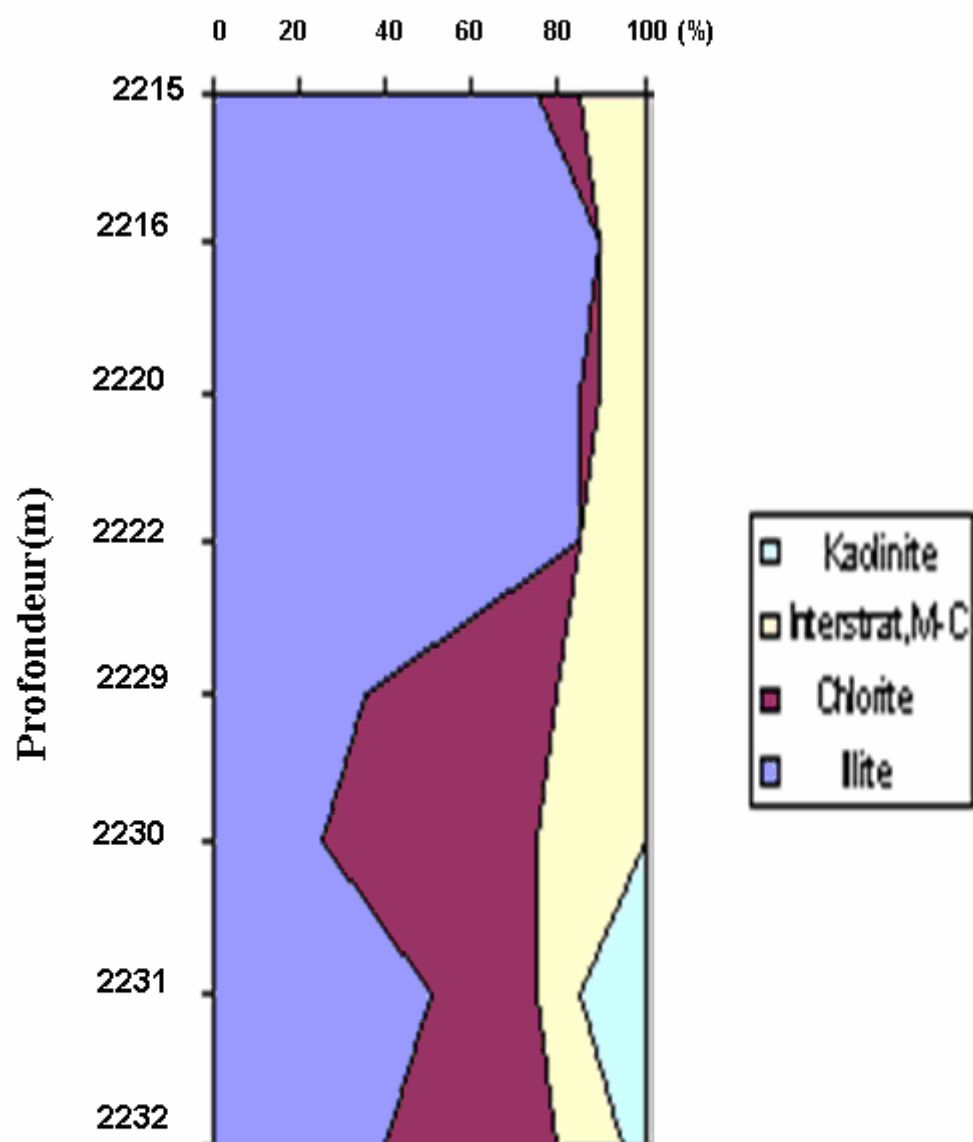


Fig.26: Évolution de la fraction argileuse en fonction de la profondeur dans la Série Inférieure du puits HRS-1, Sonatrach, CRD, 2006)

HRS-I-1 à 2145m

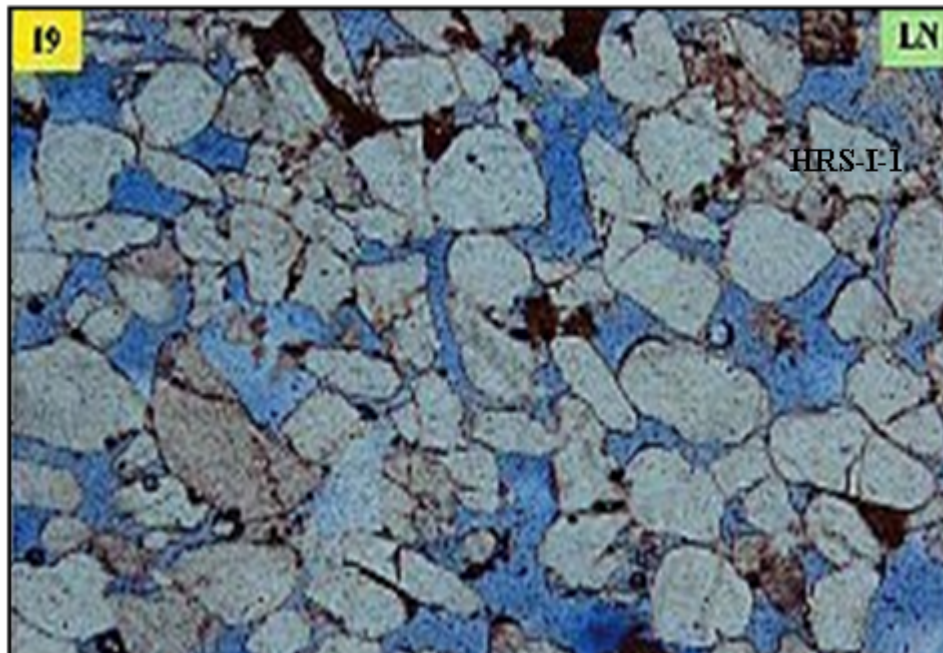


Photo-4: Forte dissolution du ciment évaporitique

HRS-I-1 à 2215m

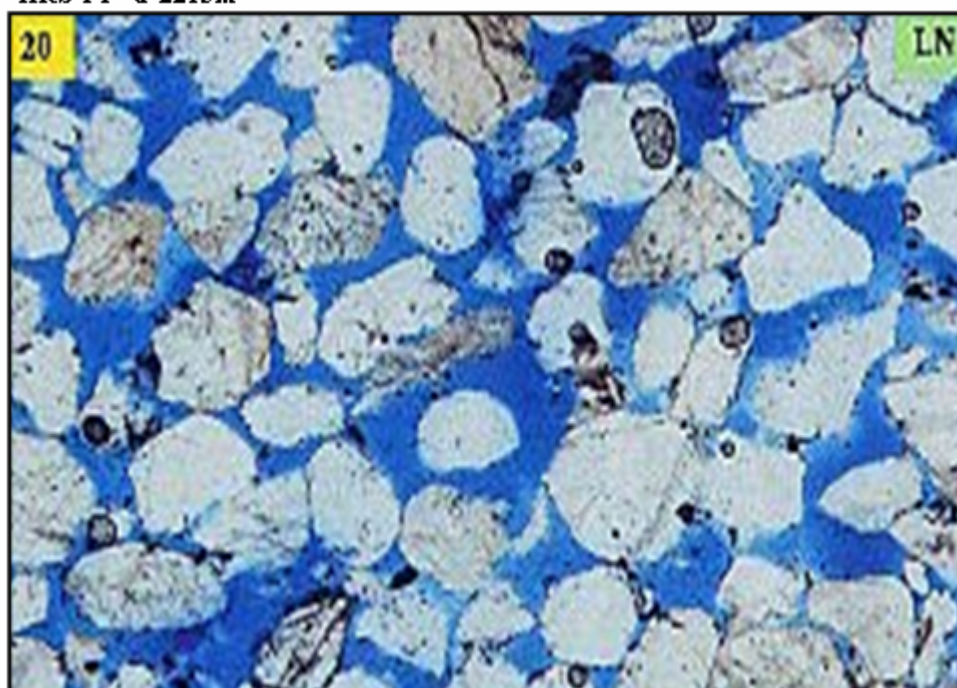


Photo-5: Réseau poreux important engendré par la dissolution du ciment évaporitique et siliceux

Fig.27: Présentation du réseau poreux dans le Trias de Hassi R'mel Sud

3-L'analyse diagénétique : les différents phénomènes diagénétiques qui ont affecté les niveaux gréseux du Trias sont :

3-1- La silicification et la compaction : dans la Série Inférieure la silicification n'est pas intense, le ciment siliceux enregistré est représenté par la silice de compaction primaire et la silice de nourrissage secondaire.

-Le ciment siliceux de compaction est le résultat d'une pression-dissolution subie par les grains de quartz.

-Le ciment siliceux de nourrissage est tardif par rapport au précédent, l'origine la plus probable de cette silice de nourrissage est liée à :

- la transformation des argiles
- l'altération des micas et des feldspaths
- la circulation des eaux riche en SiO_2 .

3-2- La transformation des argiles : les argiles représentent la plus grande partie du ciment des grès de la Série Inférieure de Hassi R'mel Sud.

Le passage de la montmorillonite à la chlorite est favorisé par la présence de solutions interstitielles riches en Mg. Ce phénomène diagénétique est confirmé par les résultats de l'analyse au rayon x qui montre que les interstratifiés sont de type chlorite-montmorillonite.

3-3- Précipitation des carbonates et évaporites :

L'origine du ciment carbonaté est due probablement à la circulation des eaux riches en CaCO_3 sous des pressions et des températures élevées.

Le ciment évaporitique est lié à la circulation des eaux riche en sels.

3-4- Dissolution des ciments siliceux et évaporitique : le phénomène de dissolution du ciment évaporitique est plus fréquent que celui du ciment siliceux.

3-5- Transformation des feldspaths et des micas : les micas (biotites) se transforment en illite par altération et les feldspaths se transforment en kaolinite.

3-6- Le développement du ciment pyriteux et ferrugineux : la présence de la pyrite dans certains échantillons des puits qui traversent la Série Inférieure est très tardive, sa présence est liée à la mise en place des hydrocarbures.

Le ciment ferrugineux est développé dans milieu oxydant est favorisé par la disponibilité du fer.

4- L'histoire diagénétique :

L'histoire diagénétique des principaux phénomènes ayant affecté le réservoir de la Série Inférieure, ainsi que leur ordre chronologique est résumé par le tableau.4

Après le dépôt et réarrangement des sédiments du Trias, les grains se sont liés par une matrice argileuse de type kaolinite, illite et montmorillonite.

Ce cortège argileux s'est développé en grande partie dans l'espace intergranulaire.

Après le réarrangement des grains avec le début d'enfouissement, le phénomène de compaction s'est amorcé en provoquant une pression-dissolution aux contacts des grains de quartz de plus en plus forte, un ciment siliceux primaire s'est développé et une partie de la porosité à ce stade, est détruite.

L'augmentation de l'enfouissement et de la température ainsi que l'enrichissement en SiO_2 des eaux interstitielles a permis le développement de la silice secondaire, formant un nourrissage irrégulier autour des grains de quartz.

A un stade encore plus tardif de la diagenèse et sous des conditions de température, pression et de PH plus élevés, un phénomène important de dissolution des grains de quartz et des ciments siliceux a affecté les grés.

Cette dissolution a augmenté en partie les qualités réservoirs des grés par la création d'une porosité secondaire.

Dans les mêmes conditions géodynamiques et en présence d'eau riche en CaCO_3 , les carbonates sont aussi précipité.

Il faut toutefois noter que la précipitation des carbonates (dolomie et calcite) vient colmater partiellement cette porosité secondaire. Ce phénomène est suivi dans les mêmes conditions thermodynamiques par la précipitation des évaporites (anhydrite, halite et barytine).

Cette phase est suivie par le développement du ciment ferrugineux dans un milieu oxydant et riche en fer.

Plus tardivement, se développe la chloritisation de la montmorillonite en présence de solutions concentrées en Mg.

A une phase diagénétique plus tardive, il se produit la dissolution des ciments évaporitiques qui provoque un important réseau poreux de dissolution.

Enfin, et avec la mise en place des hydrocarbures, un ciment pyriteux s'est formé.

5- Conclusion :

L'analyse pétrographique et diagénétique montre que les réservoirs du Trias de Hassi R'mel Sud et spécialement la Série Inférieure 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 siliceux, argileux, carbonaté, évaporitique, ferrugineux et accessoirement pyriteux.

L'histoire diagénétique définie ci-dessus, montre qu'après le dépôt, divers phénomènes diagénétiques ont affecté la Série Inférieure.

Le réseau poreux dans ce réservoir est caractérisé par la porosité de dissolution et la porosité primaire intergranulaire.

Événements diagénétiques	Stade diagénétiques	Phénomènes physico- chimiques	Phénomènes diagénétiques	Influence sur la porosité
E N F O U I S S E M E N T D U T R I A S (SI)	T E L O G E N E S E	Arrivée des hydrocarbures Eaux riches en Mg	- Mise en place de la pyrite - Chloritisation de la montmorillonite - Transformation de la calcite en dolomite	↗
	M E S O G E N E S E	Milieu riche en Fer Eaux riche en sels T°, P+ PH élevé Eau riche en CaCo3 Circulation des eaux riches en SiO2	- Développement des oxydes de fer - Dissolution des ciments évaporitiques - Précipitation des évaporites - Précipitation des carbonates - Dissolution de la silice (grains et ciment) - Silice secondaire de nourrissage (peu important)	↗
	E O G E N E S E	Compaction (pression- dissolution) Condition de dépôts	- Altération des micas en illite - Mise en place de la silice primaire de compaction (peu important) - Quartz, micas, argiles(ciments), minéraux lourds, feldspaths et des débris de roches	↗

Tab.4: l'histoire diagénétique de la Série Inférieure, Sonatrach, CRD, 2006

Partie IV: Interprétation des corrélations diagraphiques :

1-Introduction :

Pour suivre l'extension du réservoir et connaître la répartition des corps sédimentaires, on a établi des corrélations diagraphiques à travers toute la région étudiée. Ces corrélations sont basées sur l'analyse des différents enregistrements diagraphiques et les descriptions de carottes de chaque puits.

Les profils établis, (Fig.28) sont répartis comme suit:

- Quatre profils dans la partie Sud de direction(E-O et SE-NO).
- Un profil dans la partie Nord de direction Est-Ouest.
- Un profil allant du Sud vers le Nord.

2-Interprétation des corrélations diagraphiques :

2-1- Les corrélations réalisées dans la partie Sud :

Profil-1 : sa direction est Ouest-Est, (Fig.29).

Ce premier profil passe par les puits: HST-1, HRS-9, HRS-3 et HRS-7.

Il montre l'existence d'une faille à grand rejet, qui a participé au soulèvement de la structure de Hassi R'mel Sud formant des horst et graben.

L'épaisseur de la Série Inférieure est plus importante à l'Est de la structure; variant de 25 à 27m.

Profil-2 : présente une direction Nord Ouest-Sud Est, (Fig.30).

Ce deuxième profil passe par les puits: HRS-I-3, HRS-25, HRS-26, HRS-27 et HRS-7. Il montre une extension continue de la Série Inférieure avec une prédominance de la fraction gréseuse.

L'épaisseur de la Série Inférieure est presque constante; elle varie de 28 à 30m avec une faible réduction d'épaisseur au niveau de l'axe de la structure.

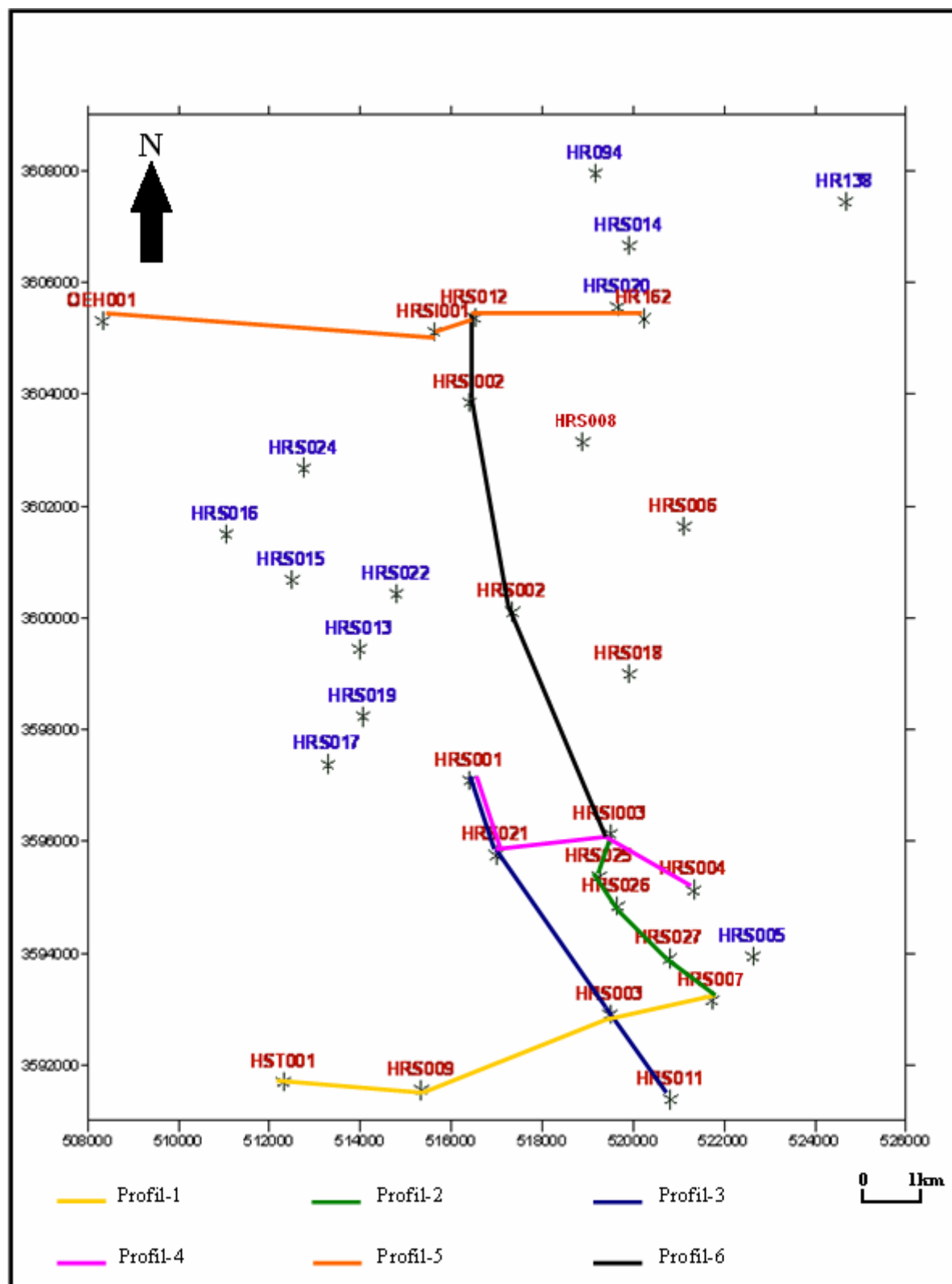


Fig.28: Schéma montrant les profils des corrélations diagaphiques

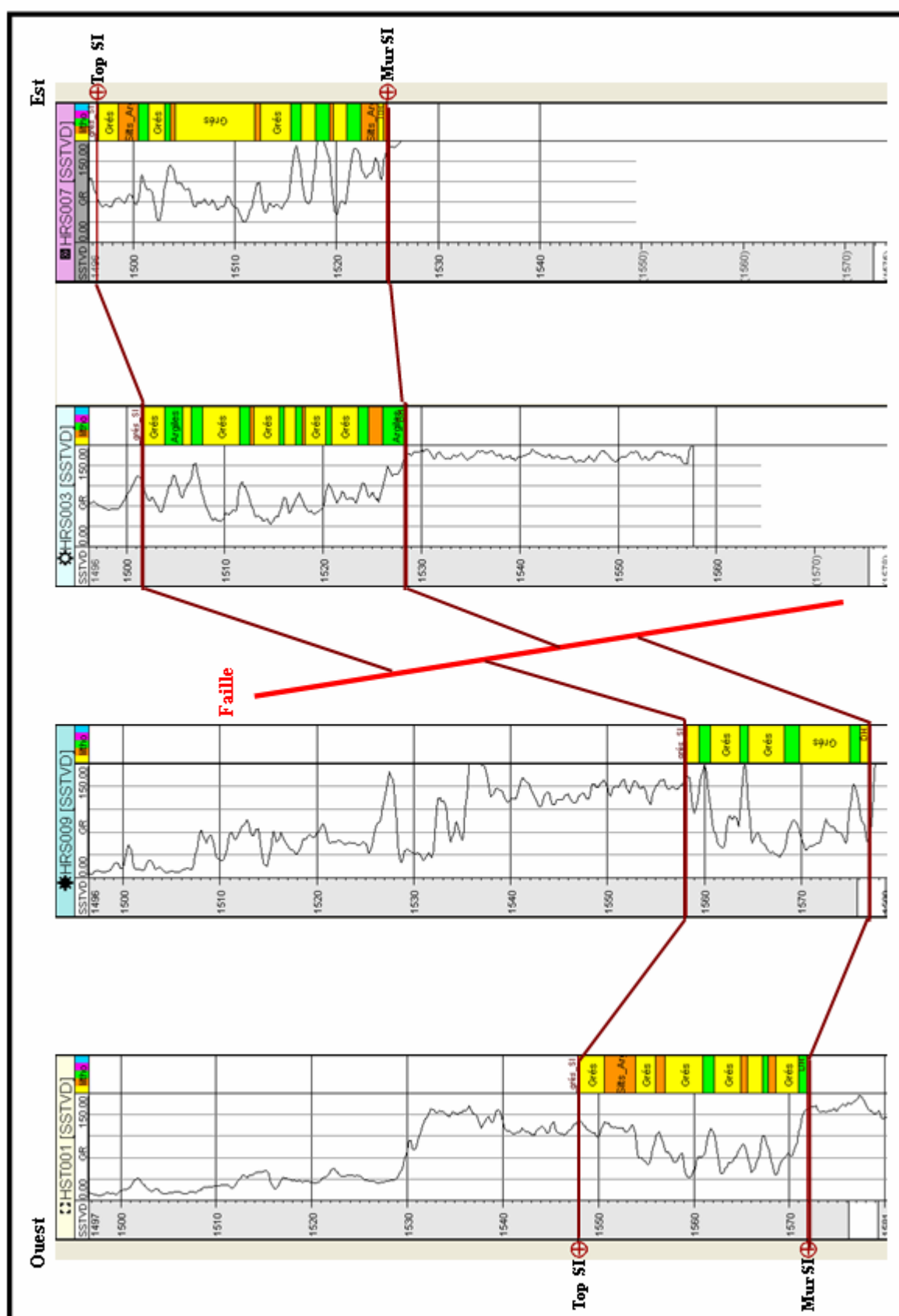


Fig.29: Corrélation diagaphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits: HST-1, HRS-9, HRS-3 et HRS-7

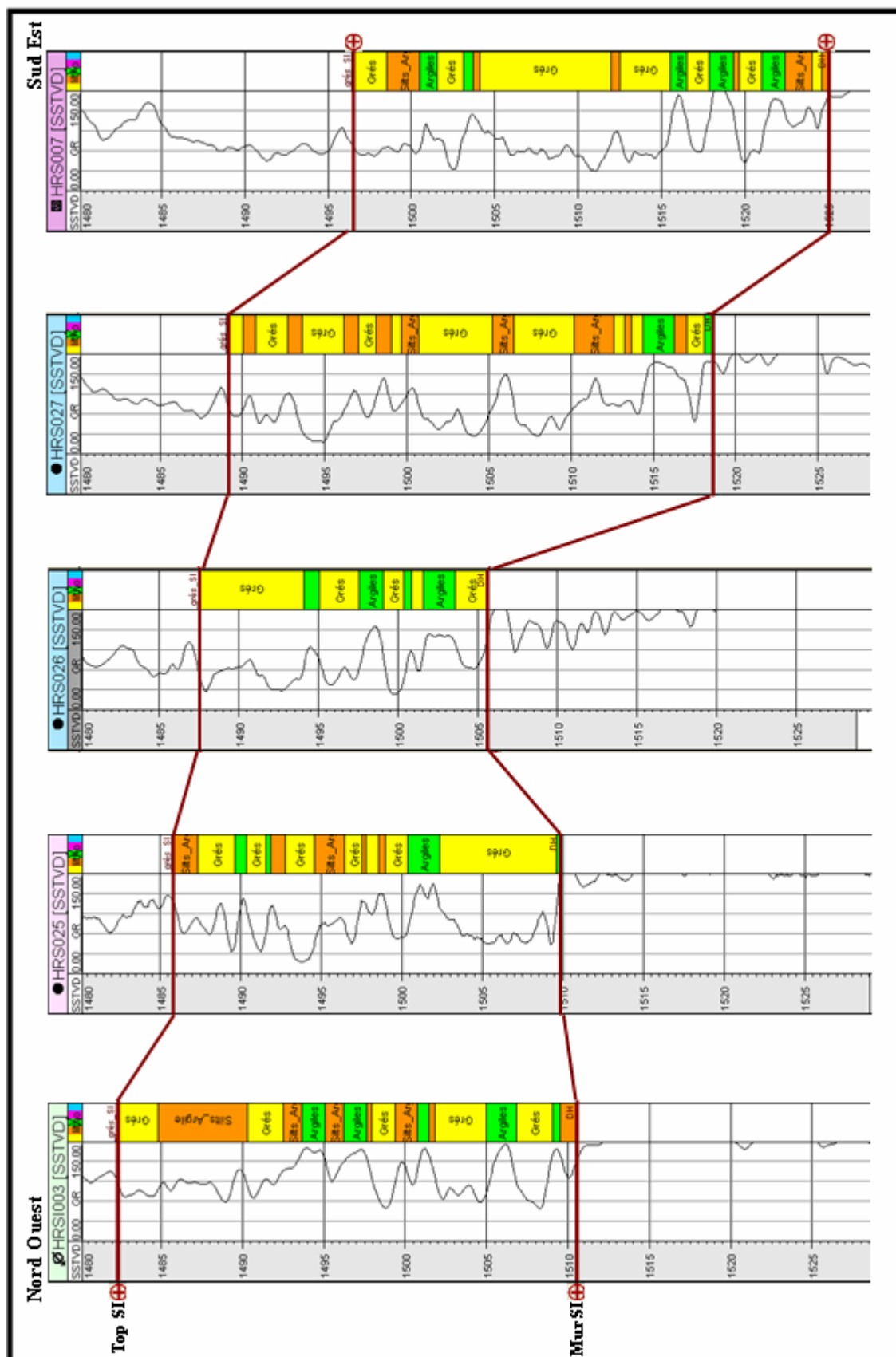


Fig.30: Corrélation diagramme montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits: HRS-7, HRS-26, HRS-25 et HRS-I-3

Profil-3 : sa direction est Nord Ouest-Sud Est, (Fig.31).

Ce profil passe par les puits: HRS-1, HRS-21, HRS-3 et HRS-11

Il illustre une structure anticlinale de la Série Inférieure avec une grande extension des corps gréseux, présentant des taux très important par rapport à la fraction fine. L'épaisseur de la Série Inférieure varie de 21 à 27m.

Profil-4 : sa direction est Ouest-Est, (Fig.32).

Il passe par les puits : HRS-4, HRS-25, HRS-21 et HRS-1.

Ce dernier profil dans la partie Sud, vient confirmer l'extension latérale des corps gréseux de la Série Inférieure à travers toute la partie Sud. L'épaisseur de la Série Inférieure varie de 18m à 27m.

2-2- Le profil réalisé dans la partie Nord :

Profil-5 : d'une direction Ouest-Est, (Fig.33).

Ce profil traverse les puits: OEH-1, HRS-I-1, HRS-12 et HR-162. Il montre une structure anticlinale séparée à l'Est et à l'Ouest par deux failles importante formant un système de horsts et de grabens et, qui ont probablement participé à la formation de la structure anticlinale de Hassi R'mel Sud.

L'épaisseur de la Série Inférieure est moins importante par rapport à la partie Sud; elle présente une réduction d'épaisseur de l'Est vers l'Ouest, variant de 18m à 6m.

La Série Inférieure dans cette partie Nord est caractérisée par un taux important d'argile et un faible taux de grès.

2-3- Les corrélations établies dans la direction Sud-Nord :

Profil-6 : d'une direction Sud-Nord, (Fig.34), ce profil passe par les puits :

HRS-I-3, HRS-2, HRS-I-2 et HRS-12.

Il montre l'extension de la Série Inférieure du Sud vers le Nord avec une importante réduction d'épaisseur vers le Nord et une augmentation de la fraction argileuse dans le même sens .

3- Conclusion :

L'ensemble des corrélations établies montre l'importance de la Série Inférieure dans la partie Sud de la région étudiée. Elle présente des épaisseurs assez importantes, variant de 20 à 30m. Les bancs gréseux dépassant parfois les 6m, sont superposés les uns sur les autres et intercalés par des faibles bancs d'argile. Tandis que dans la partie Nord, elle est caractérisée par des faibles épaisseurs, variant de 6 à 18m. Les bancs gréseux présentent de faibles épaisseurs, superposés les uns sur les autres et intercalés par des épaisseurs d'argile importantes.

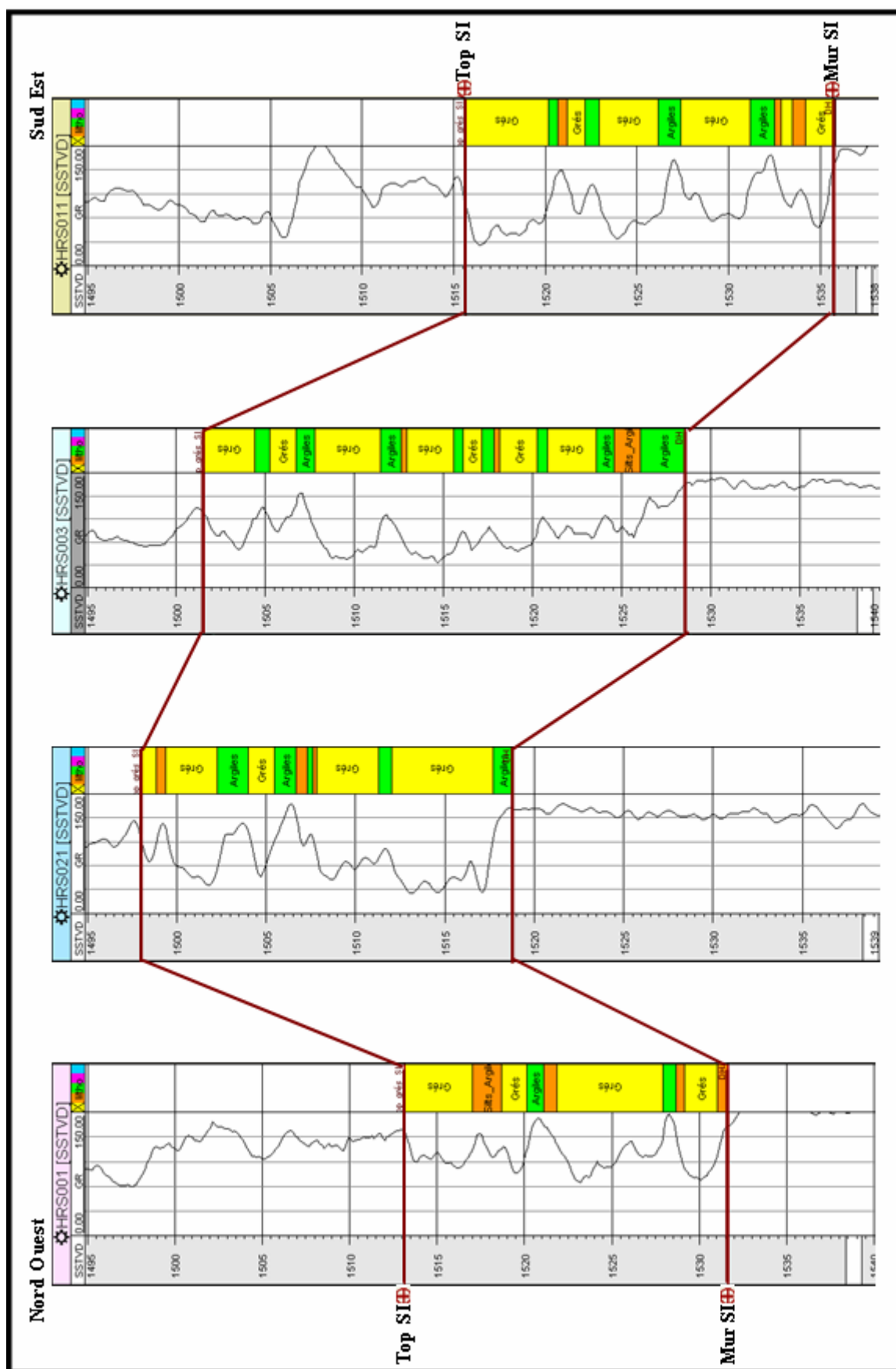


Fig.31: Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits: HRS-11, HRS-3, HRS-21 et HRS-1

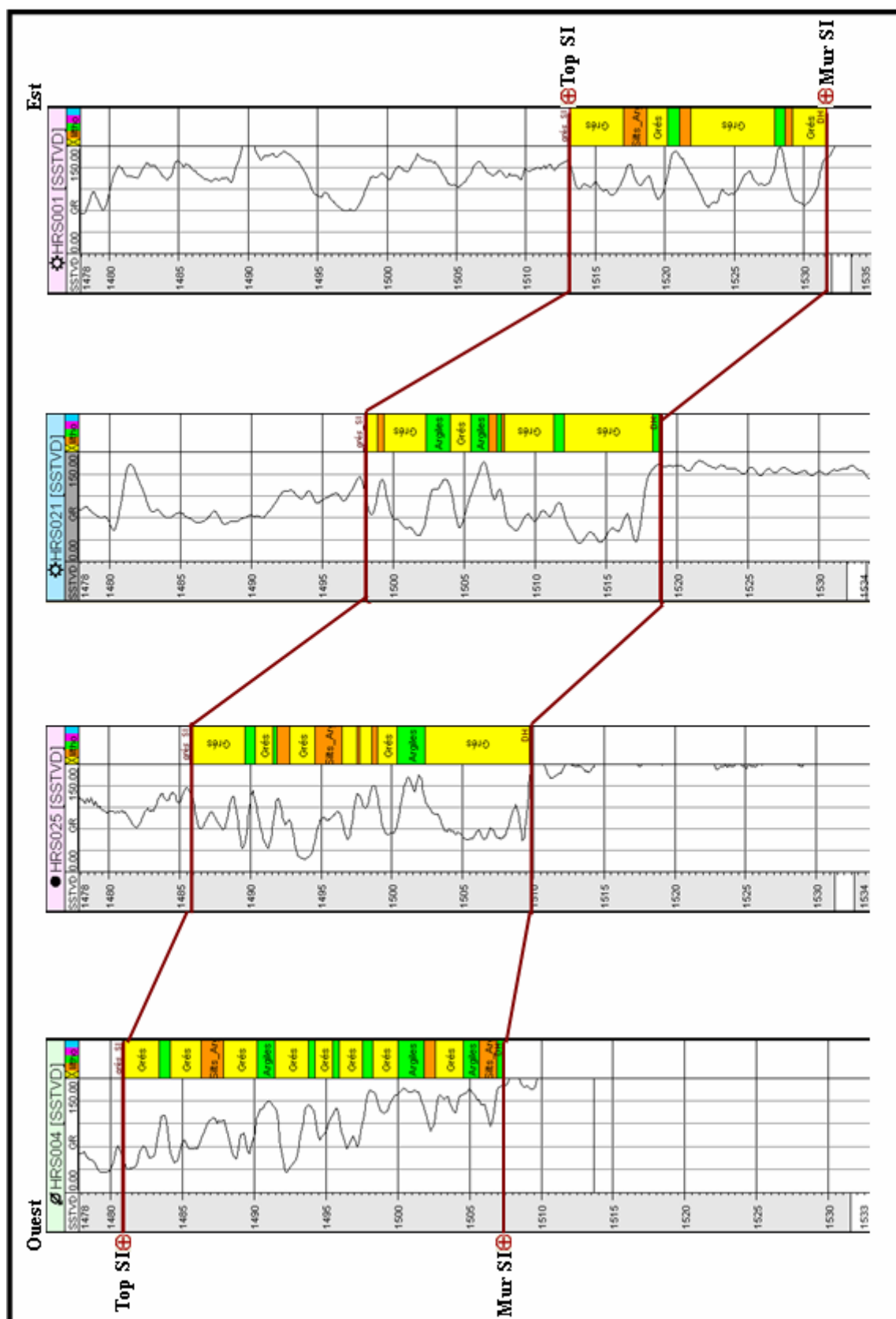


Fig.32: Corrélation diagramme montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits: HRS-1, HRS-21, HRS-25 et HRS-4

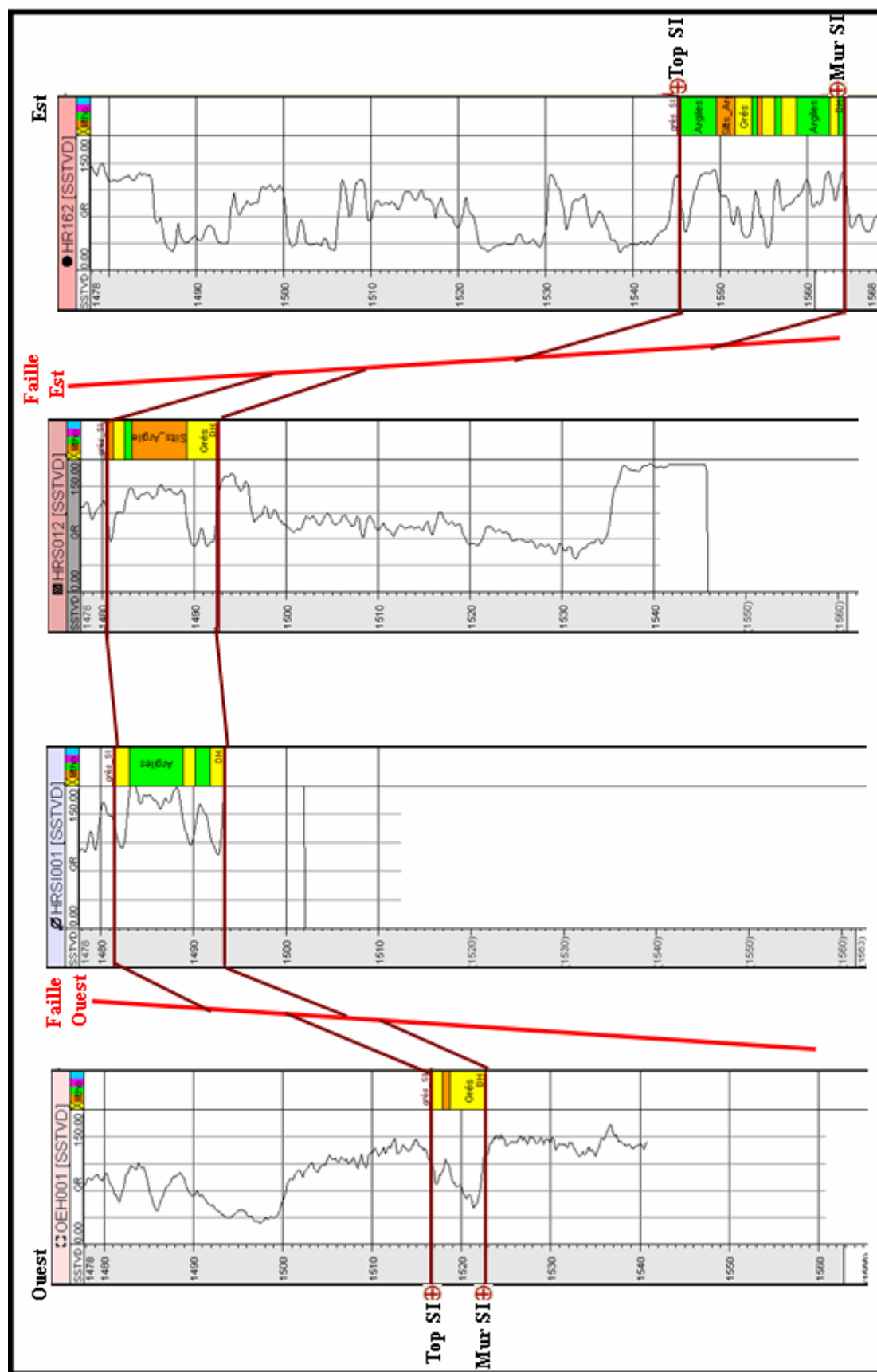


Fig.33: Corrélation diagramme montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Nord à travers les puits: HR-162, HRS-12, HRS-I1 et OE-H-1

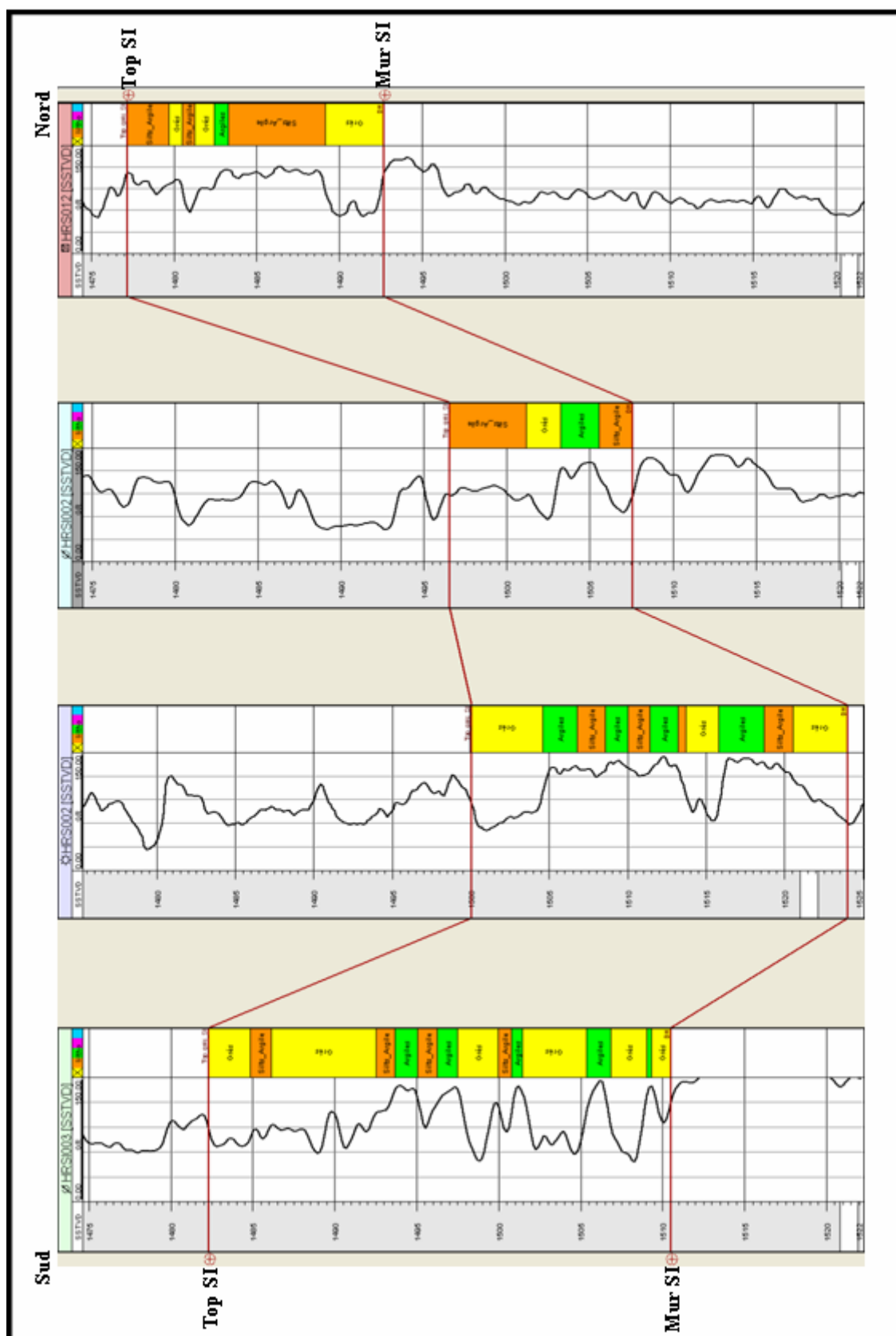


Fig.34: Corrélation diagaphique montrant l'extension de la Série Inférieure du Sud vers le Nord à travers les puits:HRS-I-3, HRS-2, HRS-I2 et HRS-12

Partie V: Analyse et interprétation des cartes des différents paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure:

1-Introduction :

Avant d'entamer cette analyse, on va présenter les paramètres utilisés pour caractériser et modéliser le réservoir de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud .

Les mesures pétrophysiques sur les carottes de la Série Inférieure de la région Sud de Hassi R'mel ne sont effectuées que sur quelques intervalles de la formation étudiée, ce qui ne suffit pas pour la caractérisation et la modélisation.

Pour cela on a utilisé les données de l'interprétation pétrophysique:

- la porosité (déterminée à partir des enregistrements diagaphiques de porosité: la densité et le neutron);
- la saturation en eau (déterminée par la résistivité et la combinaison neutron-densité);
- et le volume d'argile (calculé par la formule:

$$V_{sh} = \frac{Gr_{lu} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}}.$$

Sachant que la perméabilité issue de l'interprétation pétrophysique n'intéresse que de la perméabilité verticale et non pas de la perméabilité horizontale.

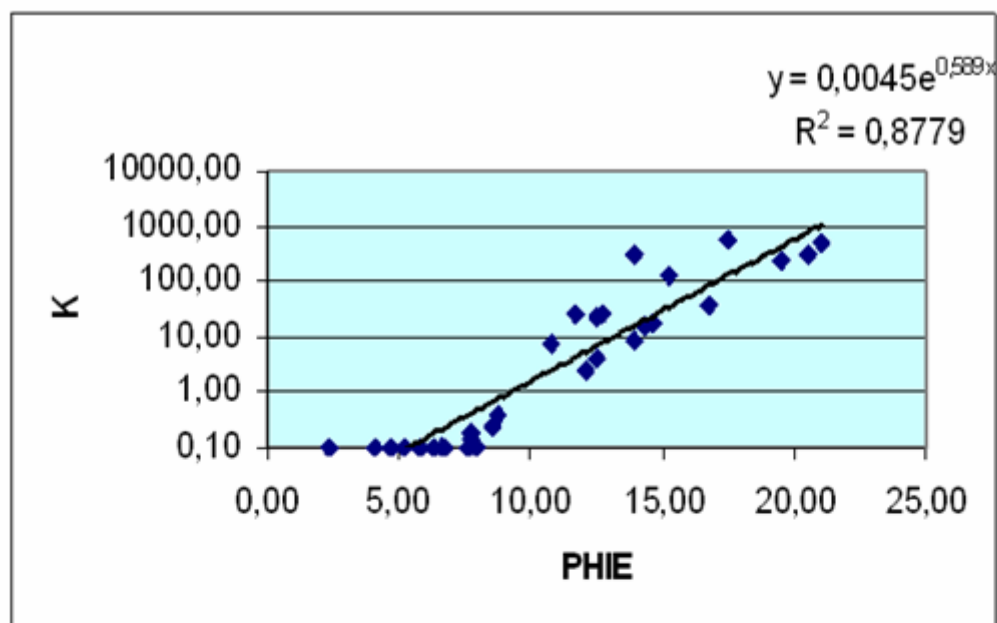
Pour cela la perméabilité utilisée pour caractériser et modéliser le réservoir de la Série Inférieure est déterminée en utilisant les cross plots:

- Porosité carotte-porosité diagaphie
- Porosité carotte- K carotte

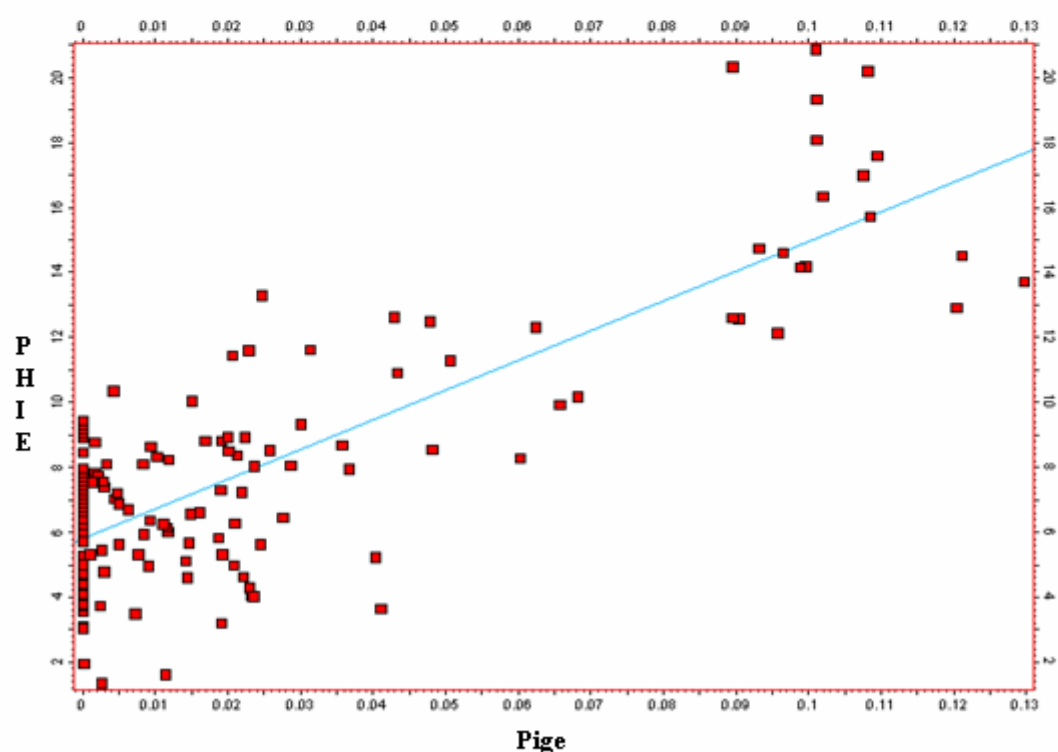
Ex : le puits HR-162, (Fig.35).

Après l'analyse des données, on a calculé la moyenne de chaque propriété en utilisant :

- la moyenne arithmétique pour la porosité, la saturation et le volume d'argile.
- la moyenne géométrique pour la perméabilité.



Cross plot: Porosité carotte(PHIE)_ K carotte



Cross plot: Porosité carotte(PHIE)_ Porosité diagraphe(pige)

Fig.35: Détermination de perméabilité en fonction des cross plot du puit HR-162

Les cut-off utilisés pour le champ de Hassi R'mel Sud (réservoir à huile) sont:

- porosité (pige) $\geq 8\%$
- perméabilité (K) $\geq 1\text{md}$
- saturation en eau (sw) $\leq 55\%$
- volume d'argile (vcl) $\leq 35\%$

Les caractéristiques pétrophysiques moyennes ainsi que les épaisseurs utiles et totales sont résumées dans le tableau.5.

2- Interprétation des cartes:

- **La carte en isobathes de la Série Inférieure:** la carte en isobathes au toit de la formation argilo gréseuse de la Série Inférieure de la région Sud de Hassi R'mel montre une structure positive d'orientation Sud-Est_Nord-Ouest, (Fig.36).

Cette structure présente deux culminations, la première est dans la partie Sud, elle culmine au voisinage de HRS-26 à environ de (-1500m). La deuxième culmination dans la partie Nord, elle culmine au voisinage des deux puits HRS-I-1 et HRS-12 à environ (- 1490m).

Cette structure de la Série Inférieure est traversée à l'Est et à l'Ouest par deux failles normales de même direction et à grand rejet, (Fig.64).

- **La carte en isopaques de la Série Inférieure:** la carte en iso épaisseurs de cette formation argilo-gréseuse (Fig.37) montre des épaisseurs importantes dans les parties Sud-Est et Sud-Ouest et qui varient de 19 à 30m.

L'épaisseur de la Série Inférieure présente une diminution rapide vers le Nord-Ouest; elle est à 6m d'épaisseur au voisinage du puits OEH-1.

Cette diminution d'épaisseur du Sud-Est vers le Nord-Ouest concorde avec la direction des apports sédimentaires, interprétée pour la région de Hassi R'mel (Mme Hamel, 1988): montre que, les apports de Hassi R'mel proviennent du Sud-Est et il s'agirait probablement d'une source d'apports constituée de terrain ordovicien du môle Amguid-El -Biod-Hassi Messaoud.

puits	Ep - totale(m)	Ep - Top grés(m)	Ep - utile(N) (m)	Ep - utile/Ep - totale(N/G)	Porosité moy(%)	Sw moy(%)	Vcl moy(%)	K moy (%)
HR162	57.34	19	0	0	10.32	81	24.1	2.05
HRS001	51.5	18.5	0	-	13.5	58.5	28.72	-
HRS002	59.18	23.97	1.97	0.082	12.6	46.1	21.8	-
HRS003	51	27	2.9	0.107	14	41.2	27.4	-
HRS004	59	27	8.72	0.323	13.11	37.93	20.3	9.56
HRS006	66.47	26	0	0	11.7	94.9	20.7	14.56
HRS007	55.5	28.5	2.74	0.096	14	48.1	20.5	18.65
HRS008	57	13	-	-	-	-	-	-
HRS009	42.5	19	0	0	14.6	79.2	16.1	14.56
HRS011	48.61	20.94	2.43	0.116	13.5	42.5	5.6	11.52
HRS012	51	15.5	0	0	8.6	81.7	21.6	5.28
HRS018	42.5	17	0	0	13.7	97.8	22.7	-
HRS021	49	21	2.45	0.108	12.82	44.5	20.88	25.27
HRS025	50.5	24	5.49	0.229	11.9	41.2	16.3	35
HRS026	44	18	4.42	0.237	12.58	35.3	17.83	-
HRS027	53.5	29.5	7.16	0.24	14.7	38.5	20.6	15.93
HRSI001	53.92	11	0.9	0.08	9	52	32	-
HRSI002	46.5	11	0	0	8.5	84	28	-
HRSI003	55	28.2	4.58	0.156	11.46	45	24.61	13
HST001	42	24	0	0	-	-	-	-
OEI001	66	6.2	0	0	-	100	-	0

Tab.5: Tableau des valeurs des différents paramètres étudiés en utilisant les cut_off suivantes: $\phi \geq 8\%$,
 $K \geq 1 \text{md}$, $Sw \leq 55\%$ et $Vsl \leq 35\%$

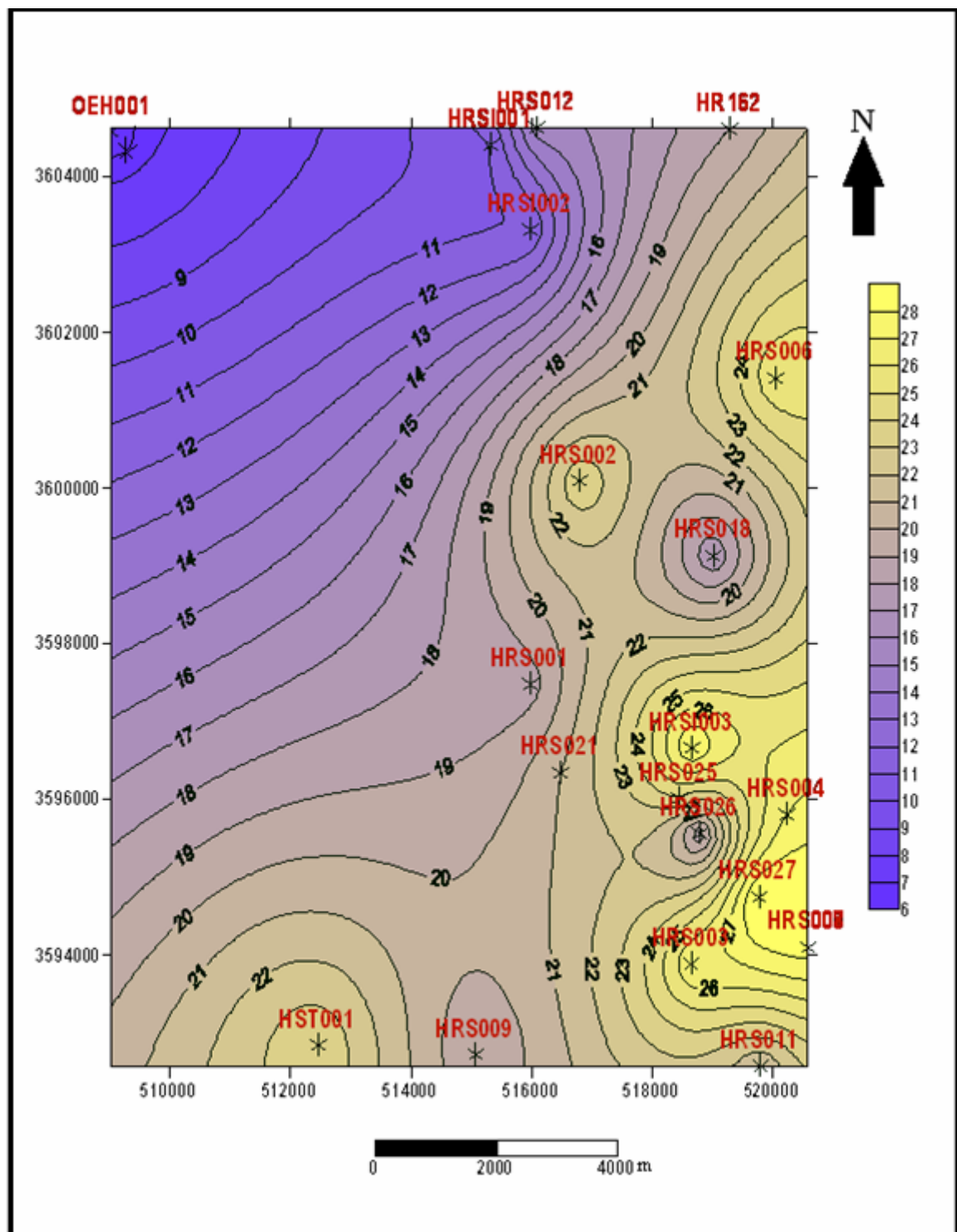


Fig.37: Carte en iso épaisseur de la formation argilo-gréseuse de la Série Inférieure de la partie Sud de Hassi R'mel

- **La carte en iso-porosité:** cette carte (Fig.38) illustre la distribution des bonnes valeurs de porosité dans la partie Sud-Est, elle culmine au voisinage des puits: HRS-9, HRS-03, HRS-8, HRS-27, HRS-21 et HRS-21 avec un maximum de 19%.

Comme on remarque une diminution rapide de la porosité vers le Nord Ouest.

- **La carte en iso-perméabilité:** cette carte(Fig.39) montre une distribution concentrique de la perméabilité, localisée au Sud Est, elle culmine autour des deux puits : HRS-25 et HRS-26.

Cette perméabilité présente une dégradation rapide du Sud Est vers le Nord

Ouest où on enregistre un minimum de 0.1md au voisinage du puit OEH-1.

- **La carte en iso-saturation en eau:** (Fig.40), montre des maximums saturation en eau au niveau des flancs, alors qu' au niveau de l'axe de la structure, les saturations en eau sont très faibles.
- **La carte en iso volume d'argile:** cette carte (Fig.41), montre des faibles valeurs d'argile dans la partie Sud Est. Cette argilosité augmente suivant l'axe Sud Est- Nord Ouest.
- **Les cartes en isopaques utiles et en isorapport H_u/H_t :** ces deux cartes(Fig.42 et 43) confirment l'importance de la partie Sud Est qui présente un maximum d'épaisseur utile au voisinage des puits: HRS-4, HRS-7, HRS-25, HRS-26, HRS-27 et HRS-I-3.

3-Conclusion :

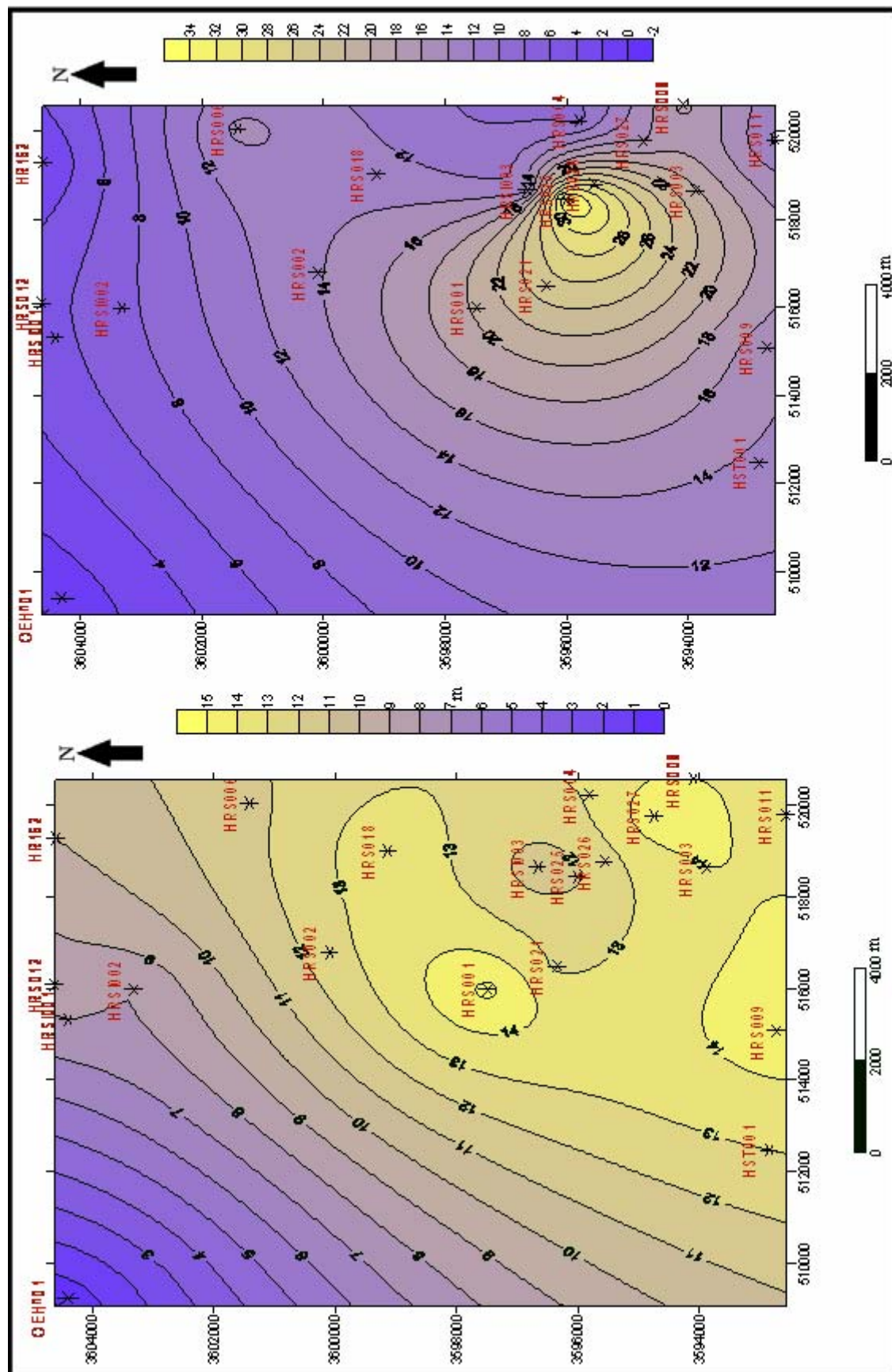
L'interprétation des différentes cartes de répartition des paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure de la région Sud de Hassi R'mel permet de tirer les conclusions suivantes :

- L'existence d'une structure anticlinale d'orientation SSE-NNO, séparée à l'Est et à l'Ouest par deux failles normales à grand rejet(Fig.64).

- Le réservoir de la Série Inférieure de la partie Sud de la région d'étude présente des valeurs moyennes à bonne de porosité et de perméabilité, un faible pourcentage d'argile, une faible saturation en eau, ainsi que des épaisseurs utiles importantes.
- Ces meilleurs paramètres dans la partie Sud montrent une diminution rapide du Sud Est vers le Nord Ouest.

Cette évolution des caractéristiques pétrophysiques coïncide avec l'évolution des apports sédimentaires(des corps gréseux) du Sud vers le Nord.

Ce qui nous conduit à conclure que seule la zone haute de la partie Sud de notre région d'étude peut présenter un intérêt pétrolier important.



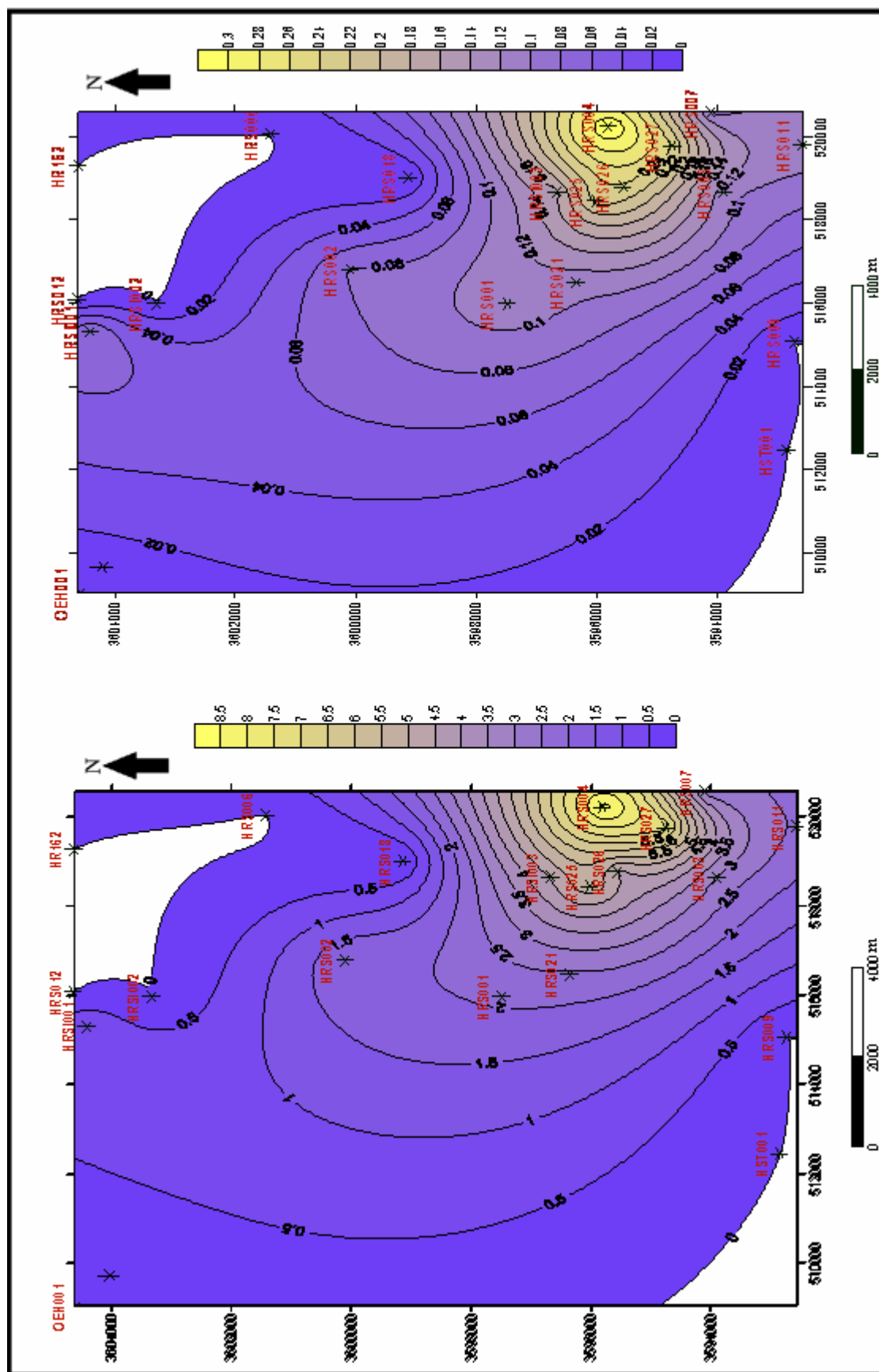
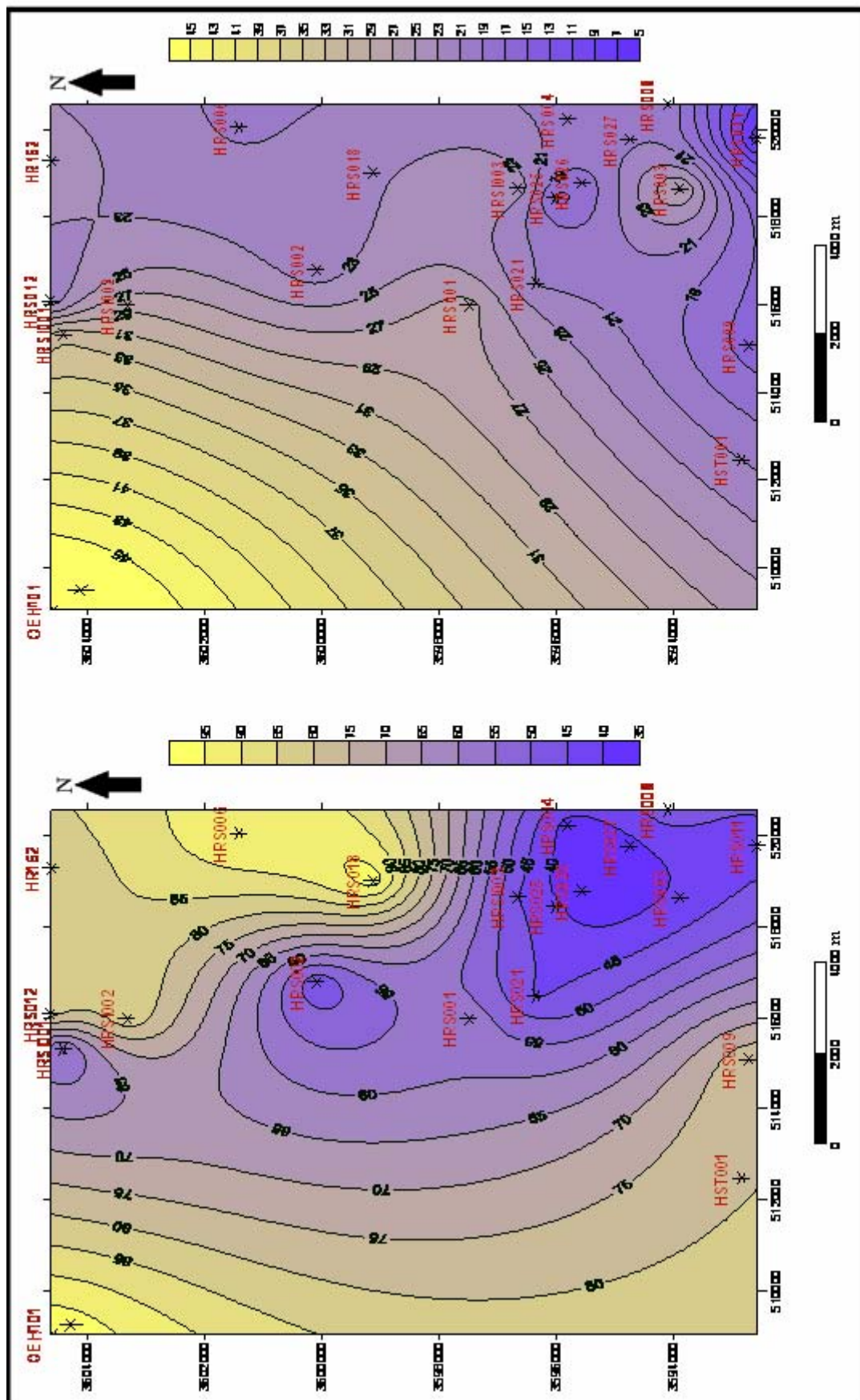


Fig.42: Carte en iso paques utiles de la Série Inférieure de la partie Sud de Hassi R'mel

Fig.43: Carte en iso rapport Hu/Ht de la Série Inférieure de la partie Sud de Hassi R'mel



Partie VI: Analyse et interprétation de l'évolution des paramètres pétrophysiques en fonction de la profondeur

1/-Introduction :

Afin de mettre en évidence la répartition des différents paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure dans la région Sud de Hassi R'mel en fonction de la profondeur, on a établi des cross plot de la profondeur en fonction du Gamma Ray, de la porosité (pige), de la perméabilité (K), de la saturation en eau (Sw) et du volume d'argile (Vcl) de chaque puits ayant traversé la Série Inférieure.

Pour cela on a étudié :

- Les puits qui se situent dans la zone structuralement haute, de la partie Sud.
- Les puits qui se localisent dans la partie Nord de notre structure d'étude.
- Les puits qui se trouvent sur les flancs de la structure.

2-Interprétation de l'évolution des paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure en fonction de la profondeur :

2-1- Les puits qui se situent dans la zone structuralement haute, de la partie Sud :

Les puits qui se trouvent dans la zone structuralement haute de la partie Sud sont:

HRS-1, HRS-3, HRS-4, HRS-7, HRS-11, HRS-21, HRS-25, HRS-26, HRS-27 et HRS-I-3.

Comme nous l'avons auparavant cité, les puits de cette partie Sud et, comme le montre le Gamma Ray, présentent un taux important de grès et un faible taux d'argile.

L'évolution des différents paramètres caractérisant le réservoir de la série inférieure à travers les bancs gréseux se présente comme suit:

- des porosités ayant des valeurs moyennes à bonnes varit dans l'intervalle de 8 à 19%;
- des perméabilités ayant des valeurs moyennes variant de 50 à 100md;
- un faible volume d'argile qui ne dépasse pas les 20%;
- une faible saturation en eau au niveau de tous les puits à l'exception de HRS-11 qui présente des saturations en eau assez élevées dépassant les 55%, c'est un puits qui se trouve structuralement plus bas par rapport aux autres puits, ce dernier présente un faible volume d'argile, qui ne dépasse pas les 15%.

L'évolution des différents paramètres caractérisant le réservoir de la série inférieure à travers les bancs argileux dans tous les puits qui se situent dans la zone structuralement haute, de la partie Sud se présente comme suit :

- une faible porosité et une faible perméabilité;
- un volume d'argile très fort;
- et une forte saturation en eau.

Les puits qui se situent dans la patrie
structuralement haute de la zone Sud

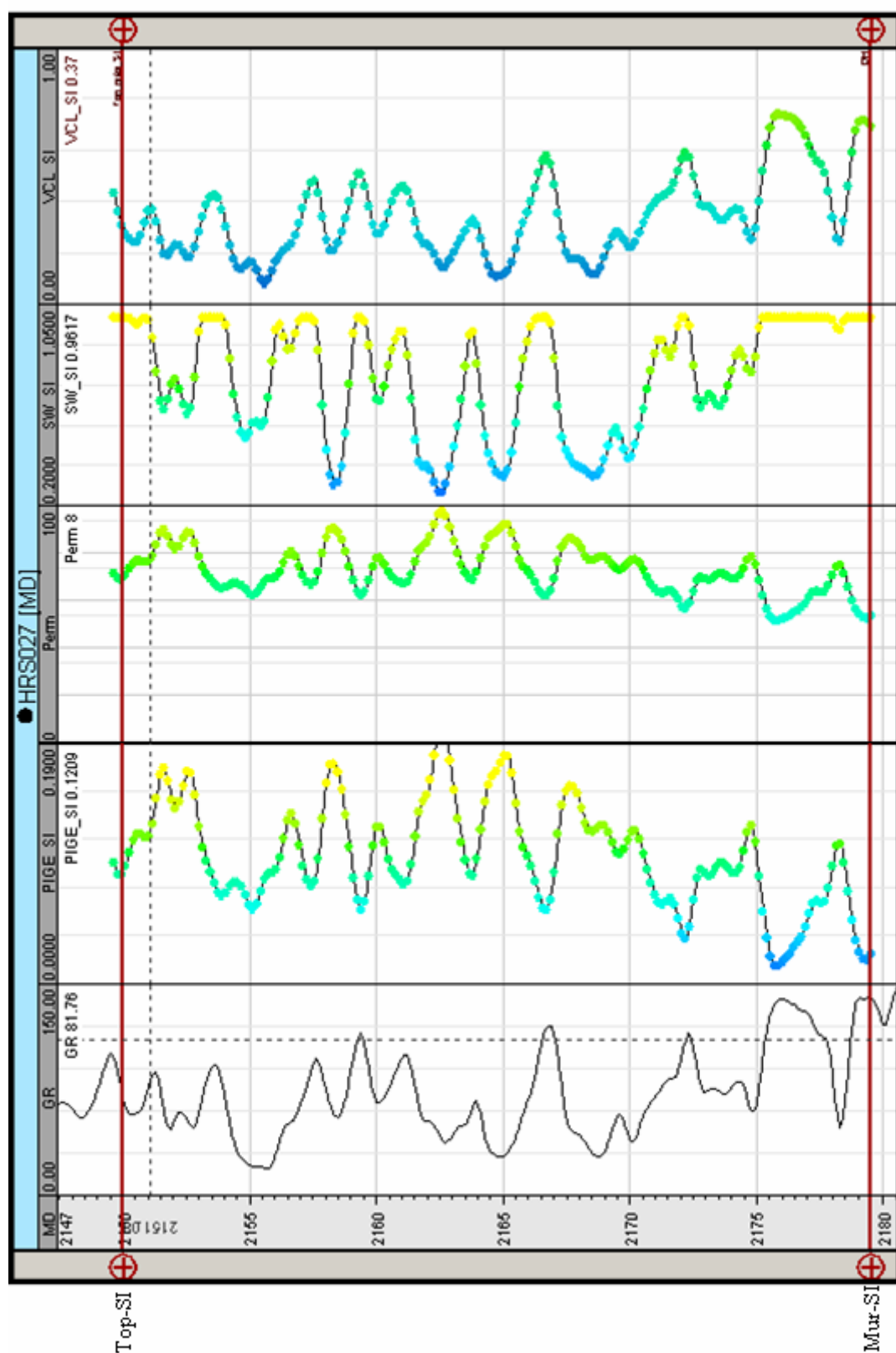


Fig.44: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits **HRS-27**

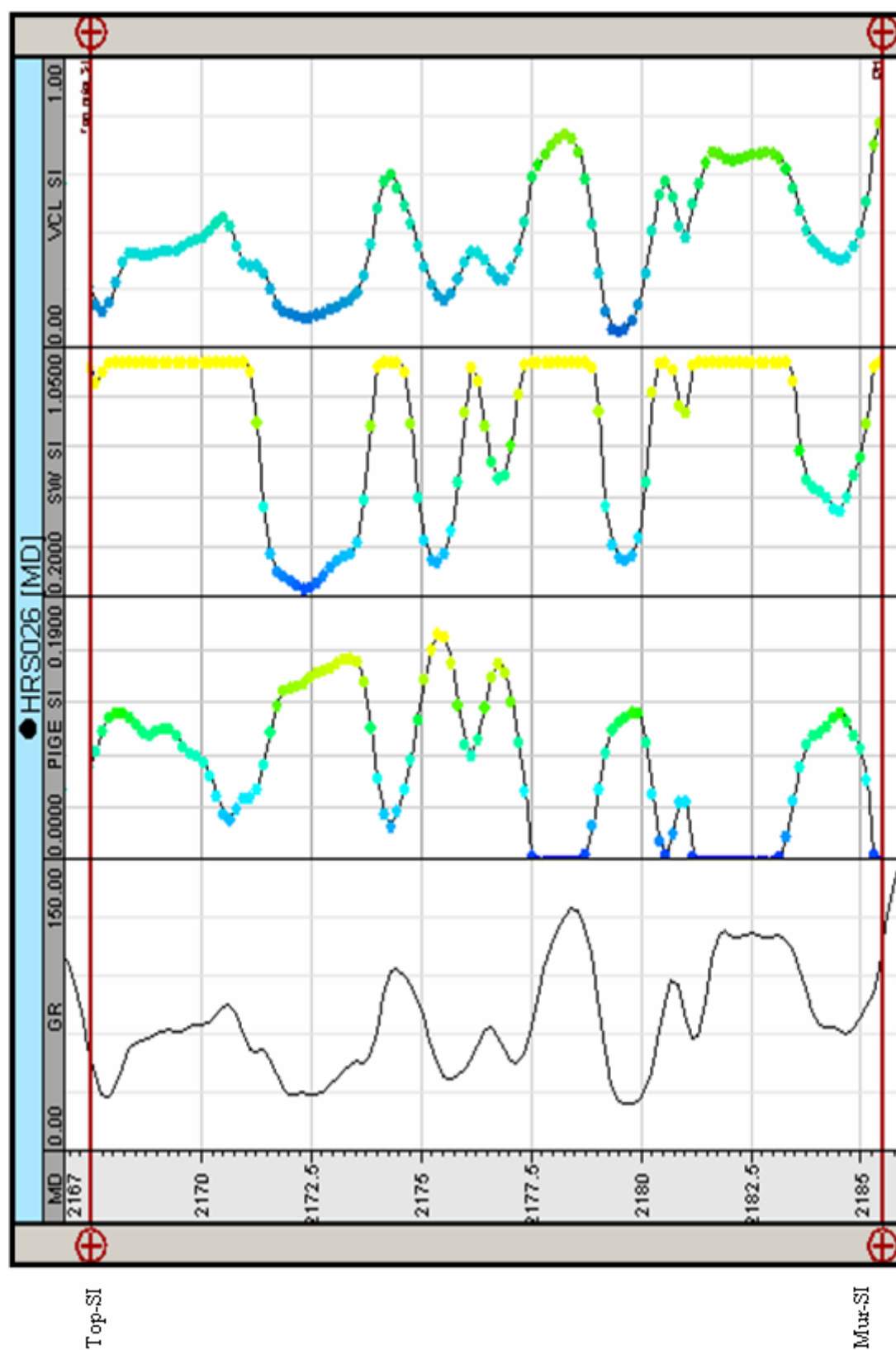


Fig.45: Évolution de Gamma Ray, porosité (pige), saturation en eau (Sw) et du volume d'argile (Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits **HRS-26**

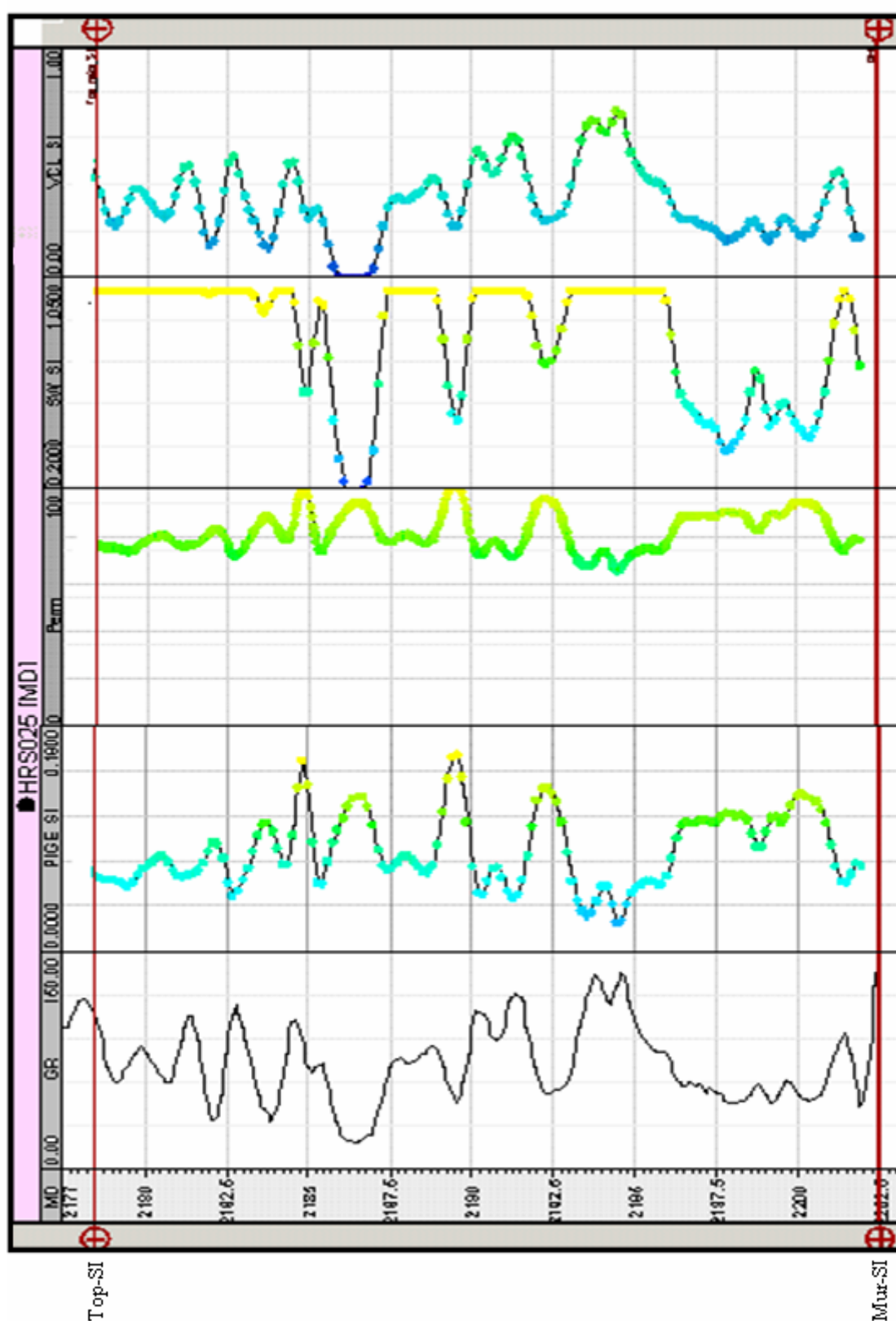


Fig.46: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-25

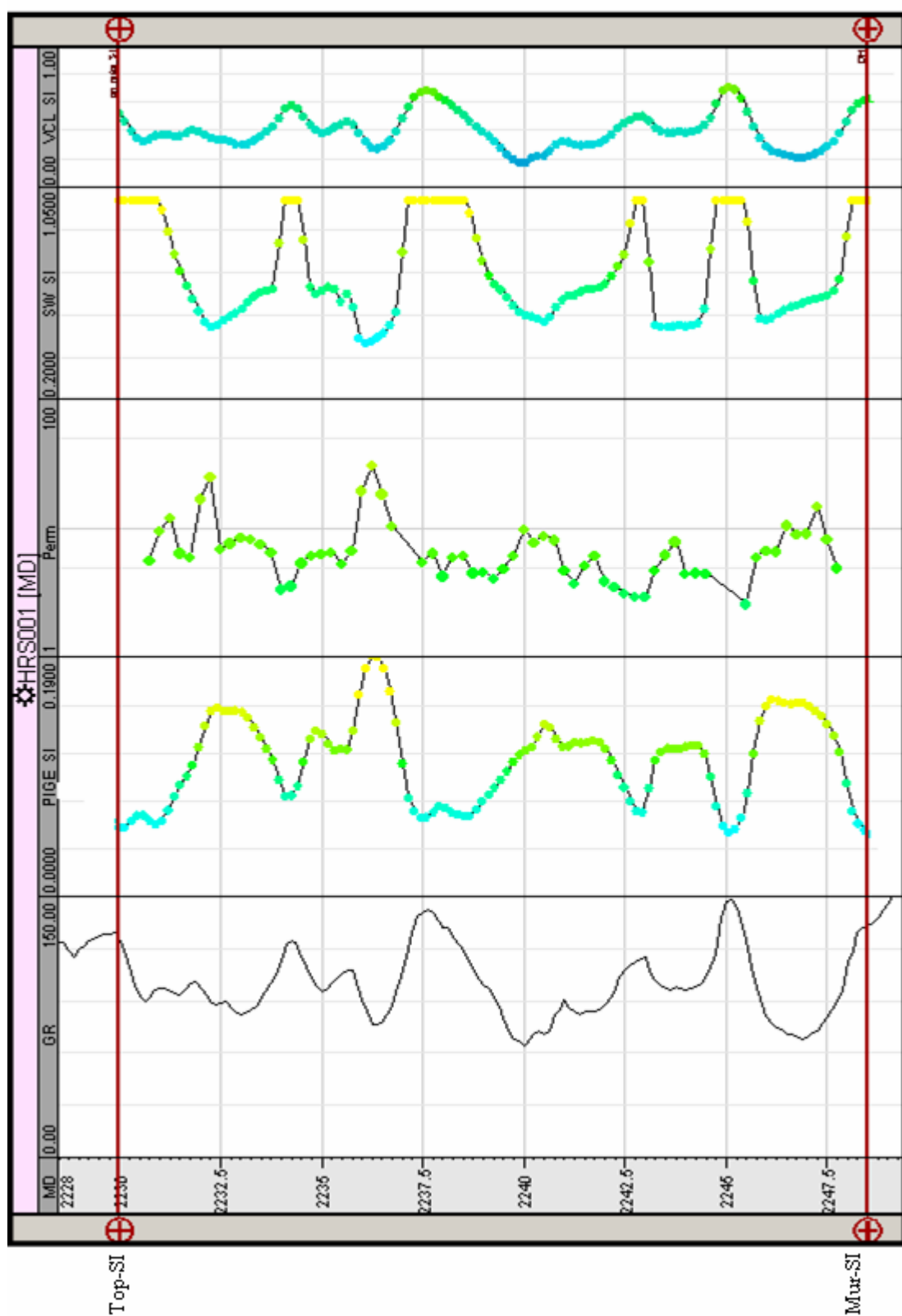


Fig.47: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-1

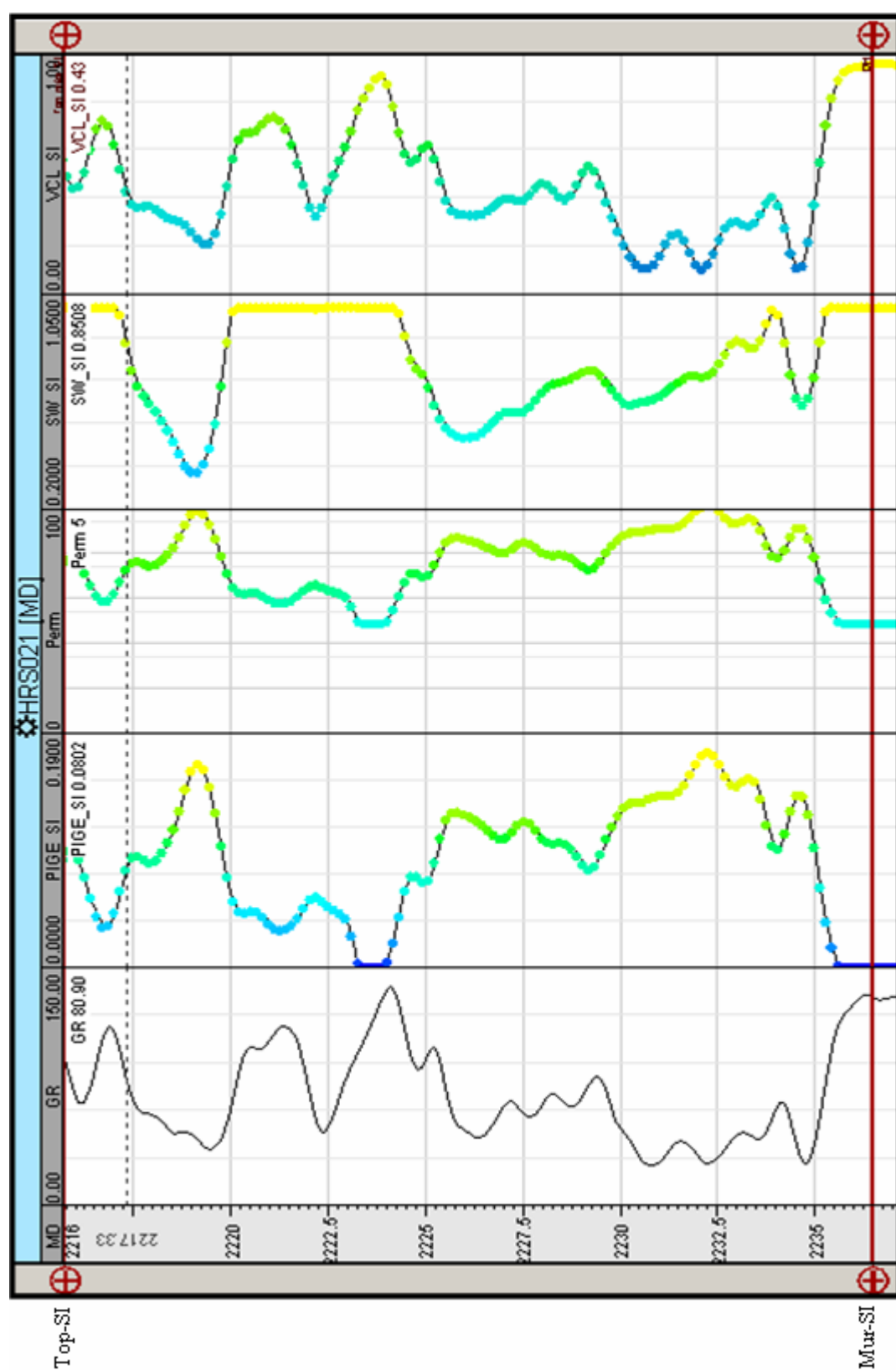


Fig.48: Évolution de Gamma Ray, porosité (pige), Perméabilité (perm), saturation en eau (Sw) et du volume d'argile (Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-21

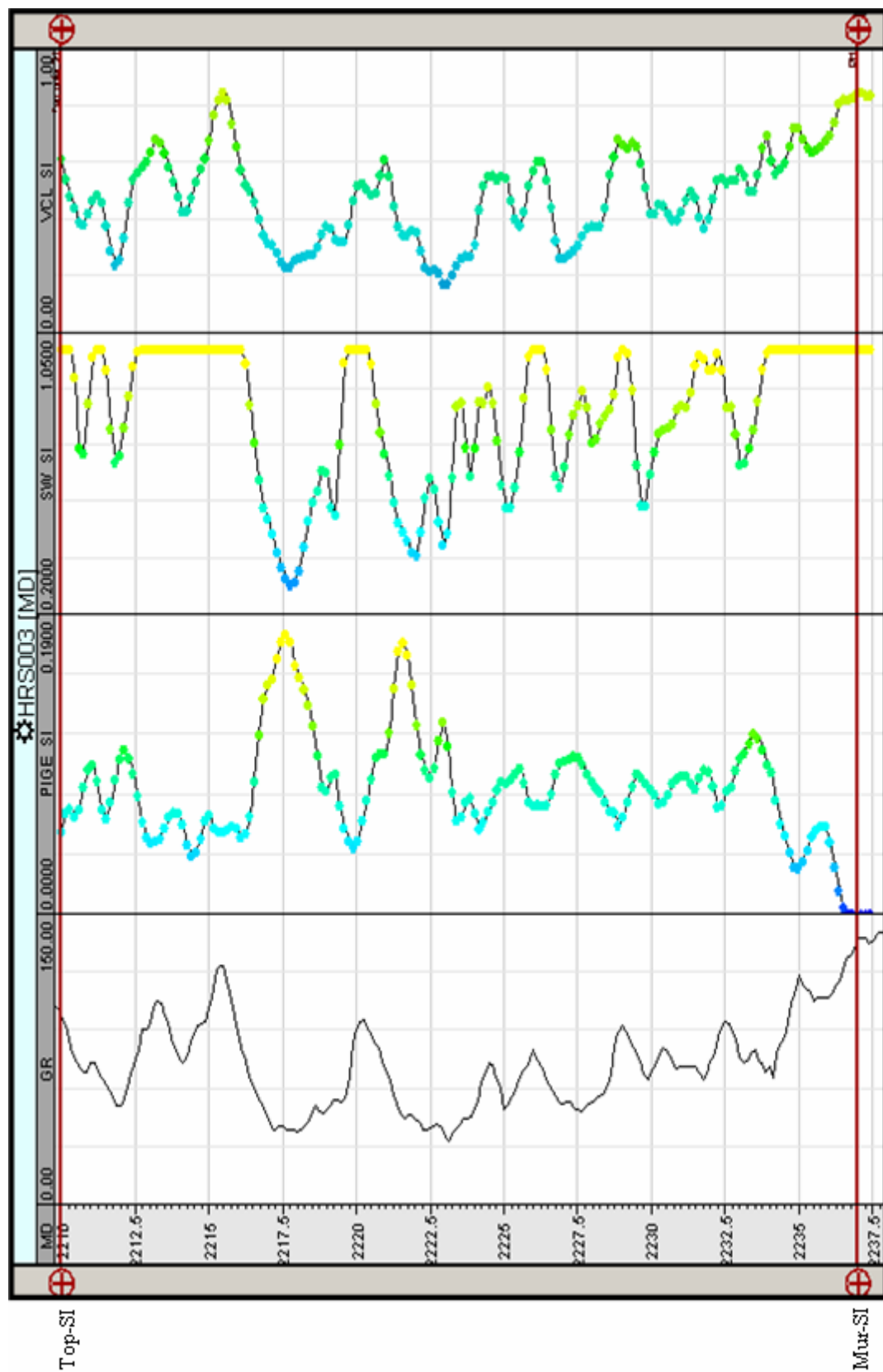


Fig.49: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(S_w) et du volume d'argile(V_{cl}) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-3

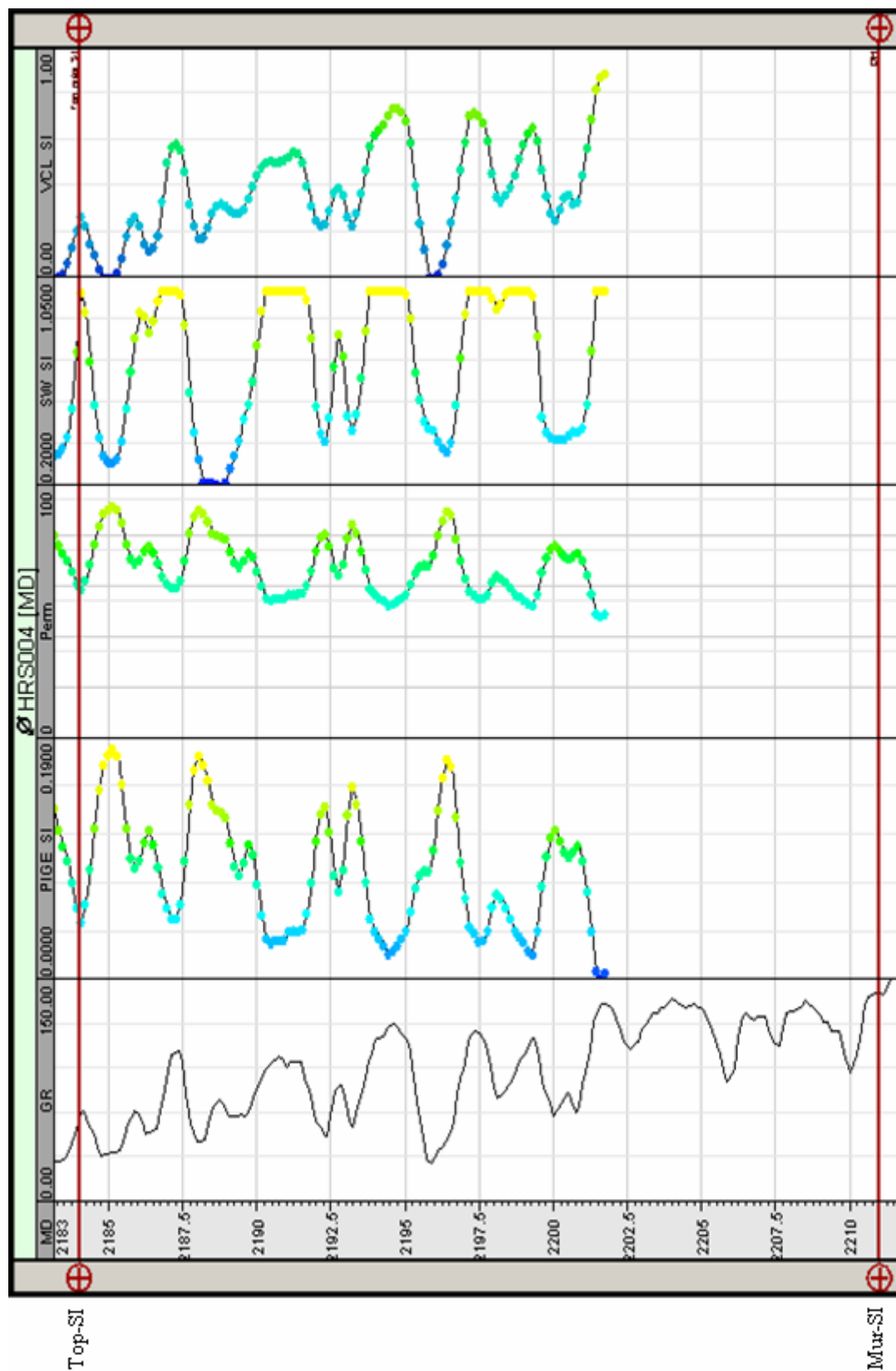


Fig.50: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-4

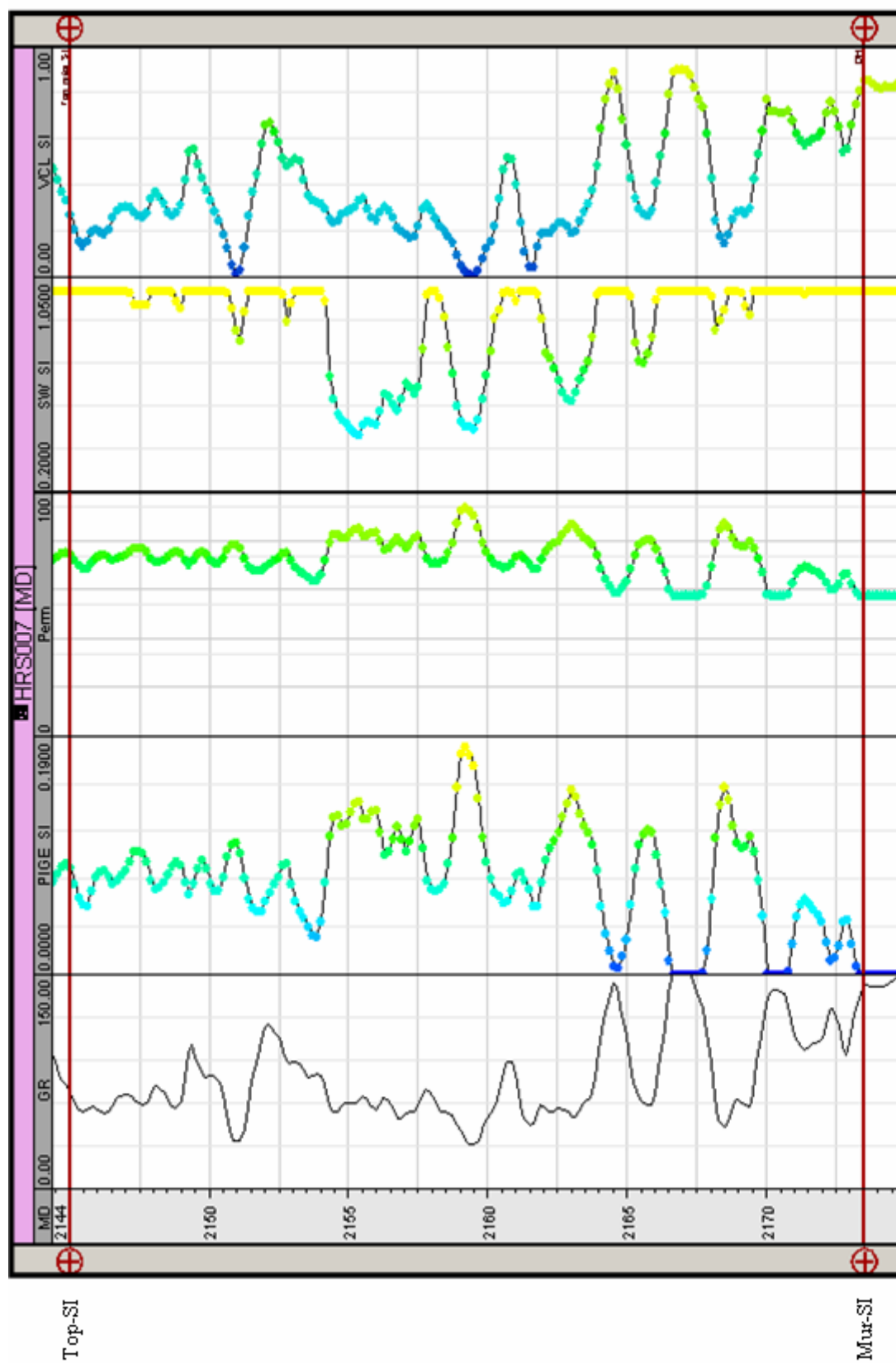


Fig.51: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-7

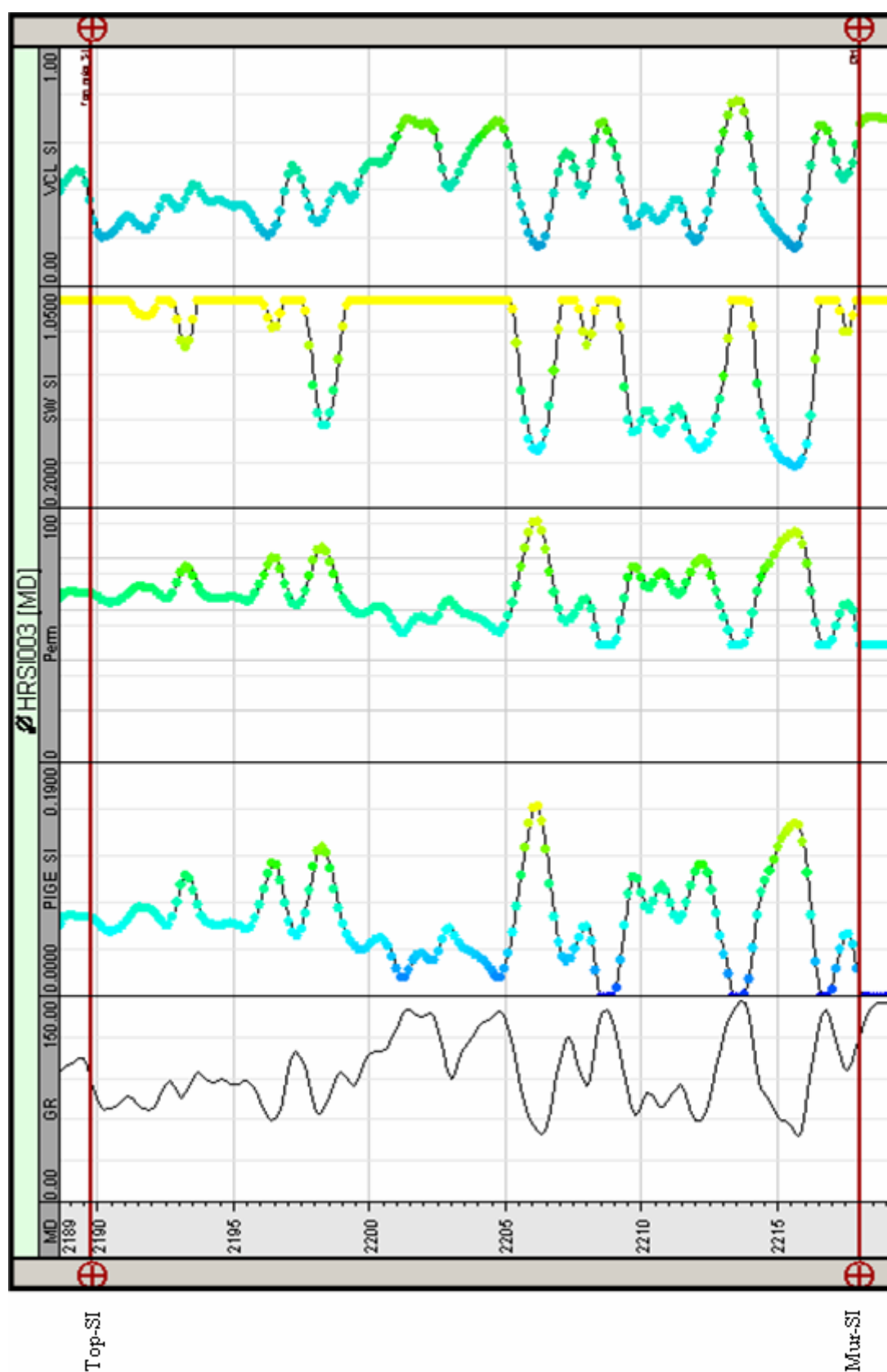


Fig.52 : Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(S_w) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-I-3

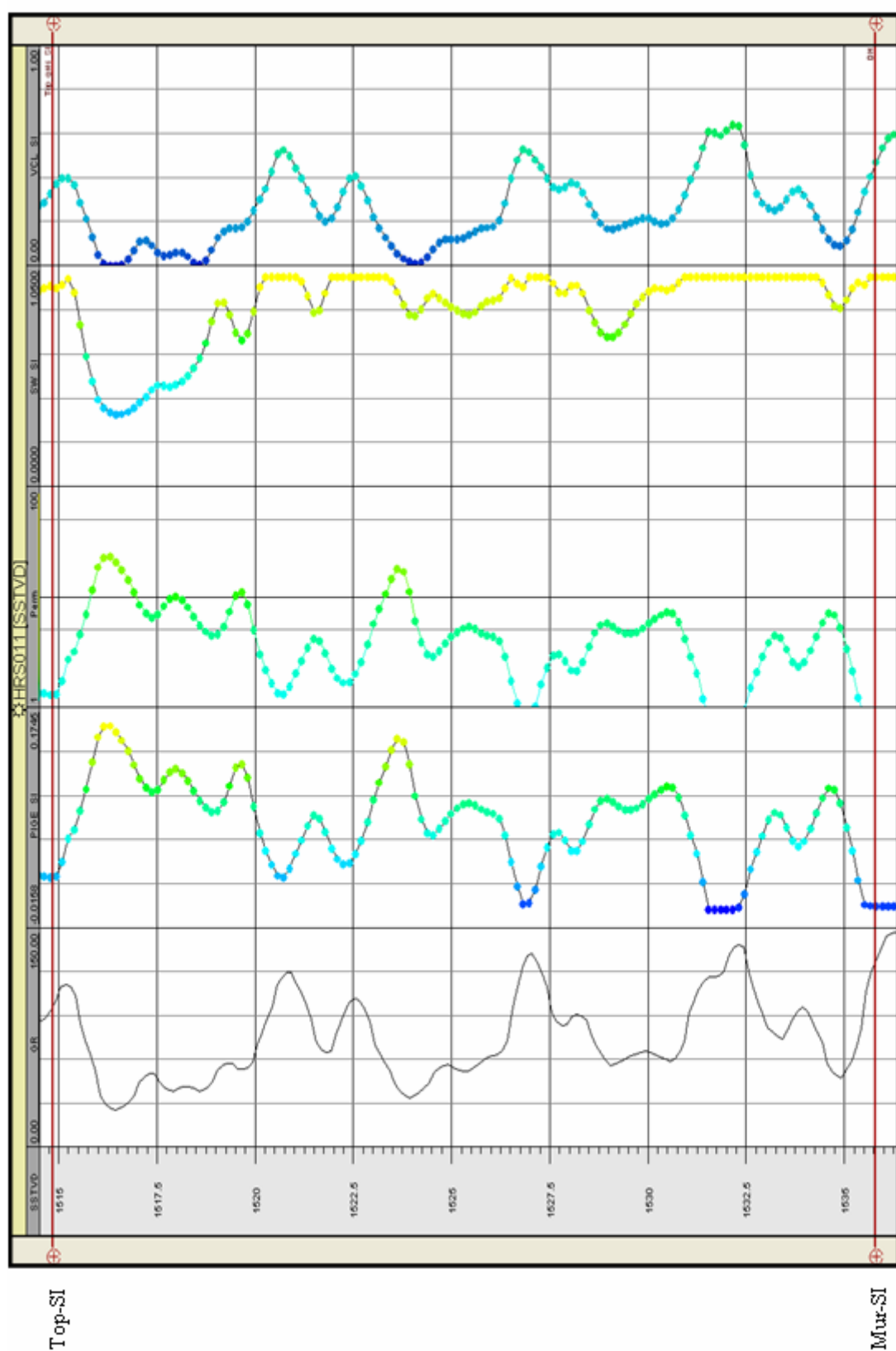


Fig.53: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-11

2-2-Les puits qui se localisent dans la partie Nord:

Ces puits sont: HRS-2, HRS-I-1, HRS-I-2, HRS-12 et HR-162.

L'analyse des enregistrements diagraphiques (Gamma Ray, Sonic, neutron) de tous les puits de cette partie Nord montre la prédominance de la fraction argileuse par rapport à la fraction gréseuse.

L'évolution des différents paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure, à travers les bancs gréseux présente:

- des porosités faibles à moyennes variant de 0 à 12% avec une faible perméabilité qui ne dépasse pas les 10md ;
- un faible volume d'argile;
- une forte saturation en eau dépassant les 55%.

L'évolution des différents paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure, à travers les bancs argileux dans tous les puits qui se situent dans la partie Nord montre une très faible porosité et perméabilité, un volume d'argile élevé ainsi qu'une forte saturation en eau.

Les puits qui se situent dans la patrie
structuralement haute de la zone Nord

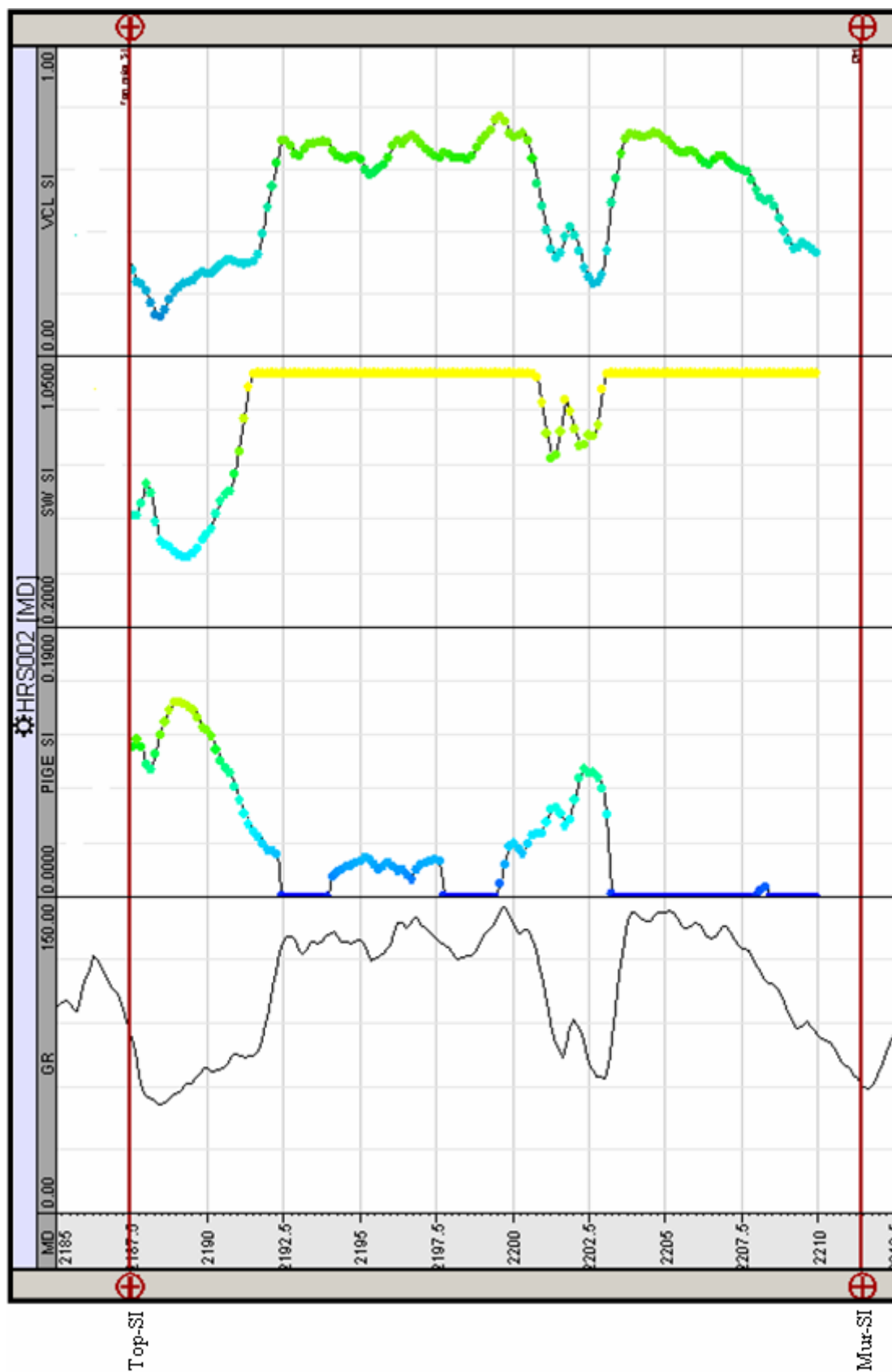


Fig.54: Évolution de Gamma Ray, porosité (pige), Perméabilité (perm), saturation en eau (Sw) et du volume d'argile (Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-2

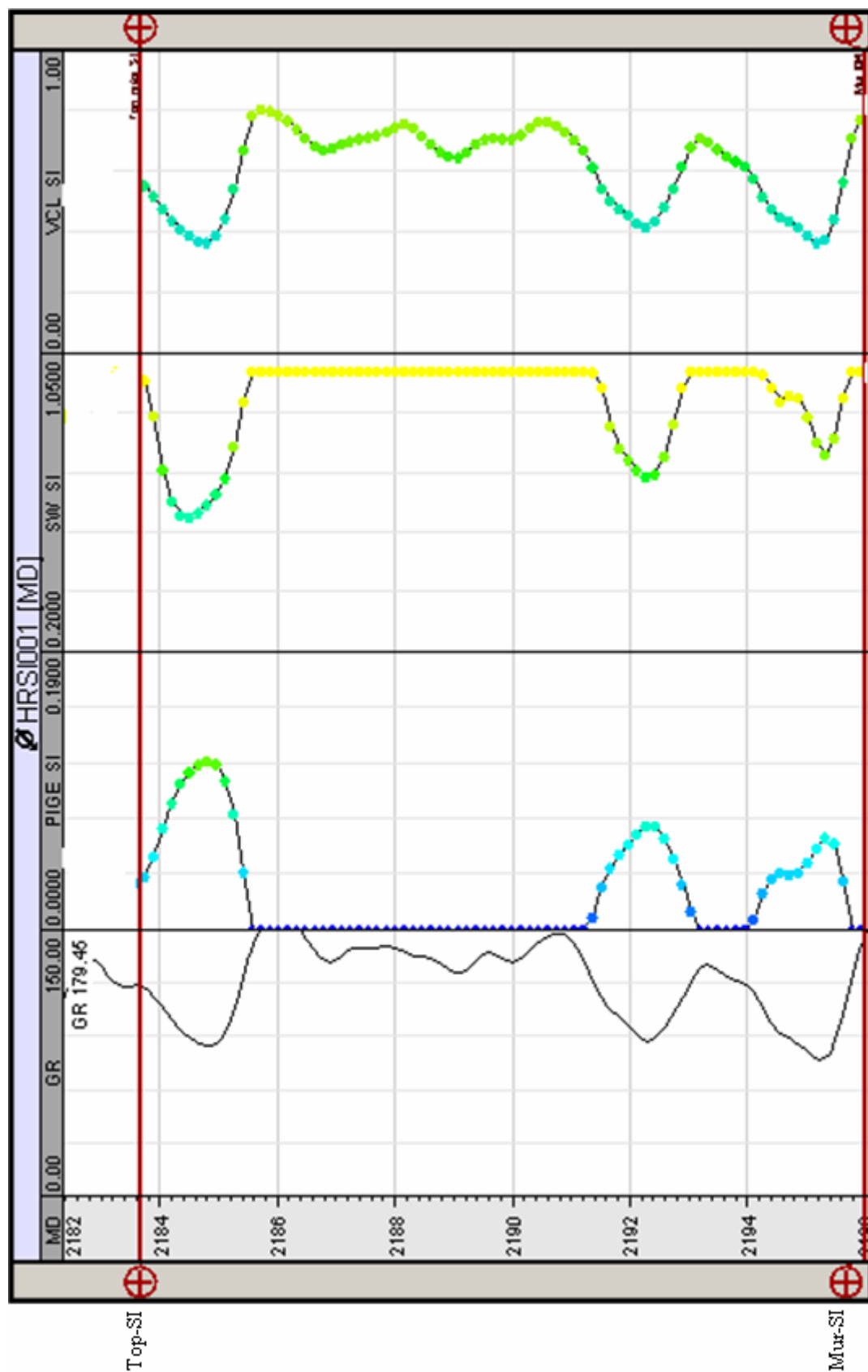


Fig.55: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(S_w) et du volume d'argile(V_{cl}) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-I-1

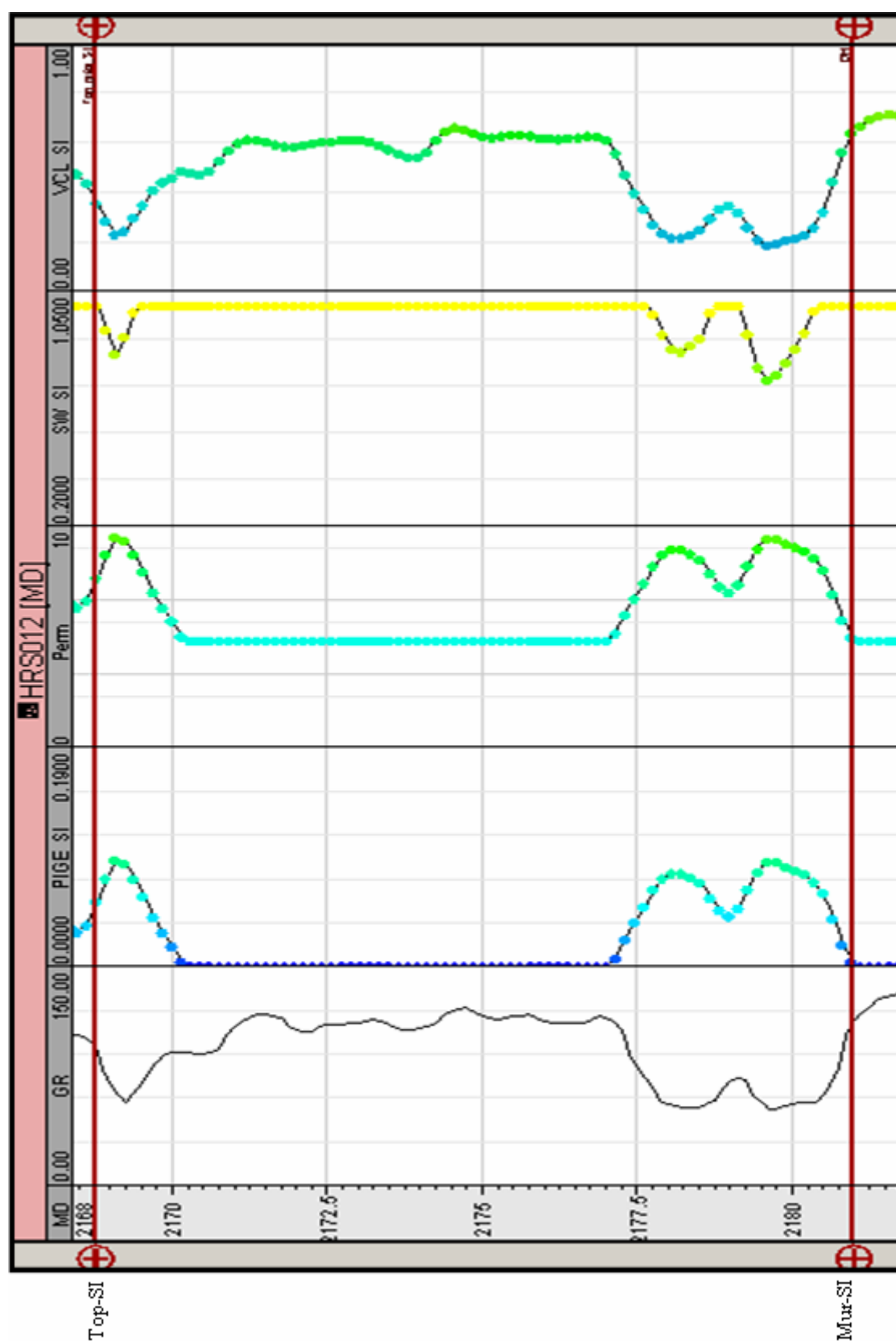


Fig.56: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-12

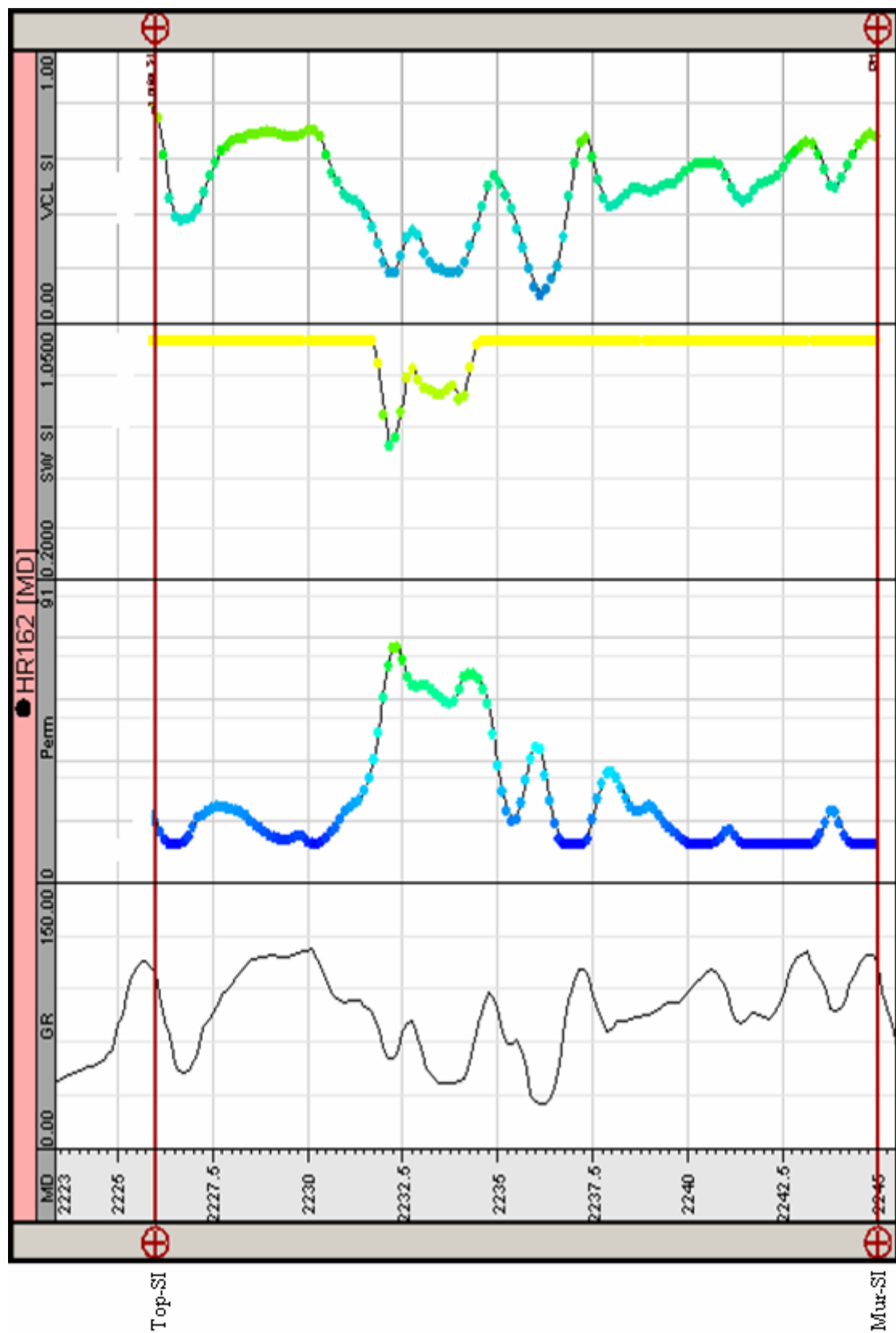


Fig.57: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(S_w) et du volume d'argile(V_{cl}) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HR-162

2-3- Les puits qui se trouvent au niveau des flancs :

Ces puits sont : HRS-9, HRS-6, HRS-18, HST-1 et OEH-1.

L'évolution des différents paramètres caractérisant le réservoir à travers les grès de la Série Inférieure se traduit de la façon suivante:

- des valeurs de porosité moyennes à bonnes variant entre 8 et 19%;
- un faible volume d'argile, qui ne dépasse pas les 20%;
- une très forte saturation en eau variant entre 70 et 100%.

On peut expliquer cette forte saturation en eau au niveau des puits qui se localisent sur les flancs de notre structure d'étude comme suit:

Ces puits sont structuralement très bas par rapport aux autres puits, séparés par des failles normales à grand rejet. Ces puits sont donc probablement noyés d'eau.

3- Conclusion :

A partir de l'analyse de la distribution des différents paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure en fonction de la profondeur à travers toute la région d'étude on peut conclure que seule la zone structuralement haute de la partie Sud qui présente de meilleures valeurs pétrophysiques et par conséquent c'est elle qui peut présenter un intérêt pétrolier important.

Les puits qui se situent sur les flancs
de la structure d'étude

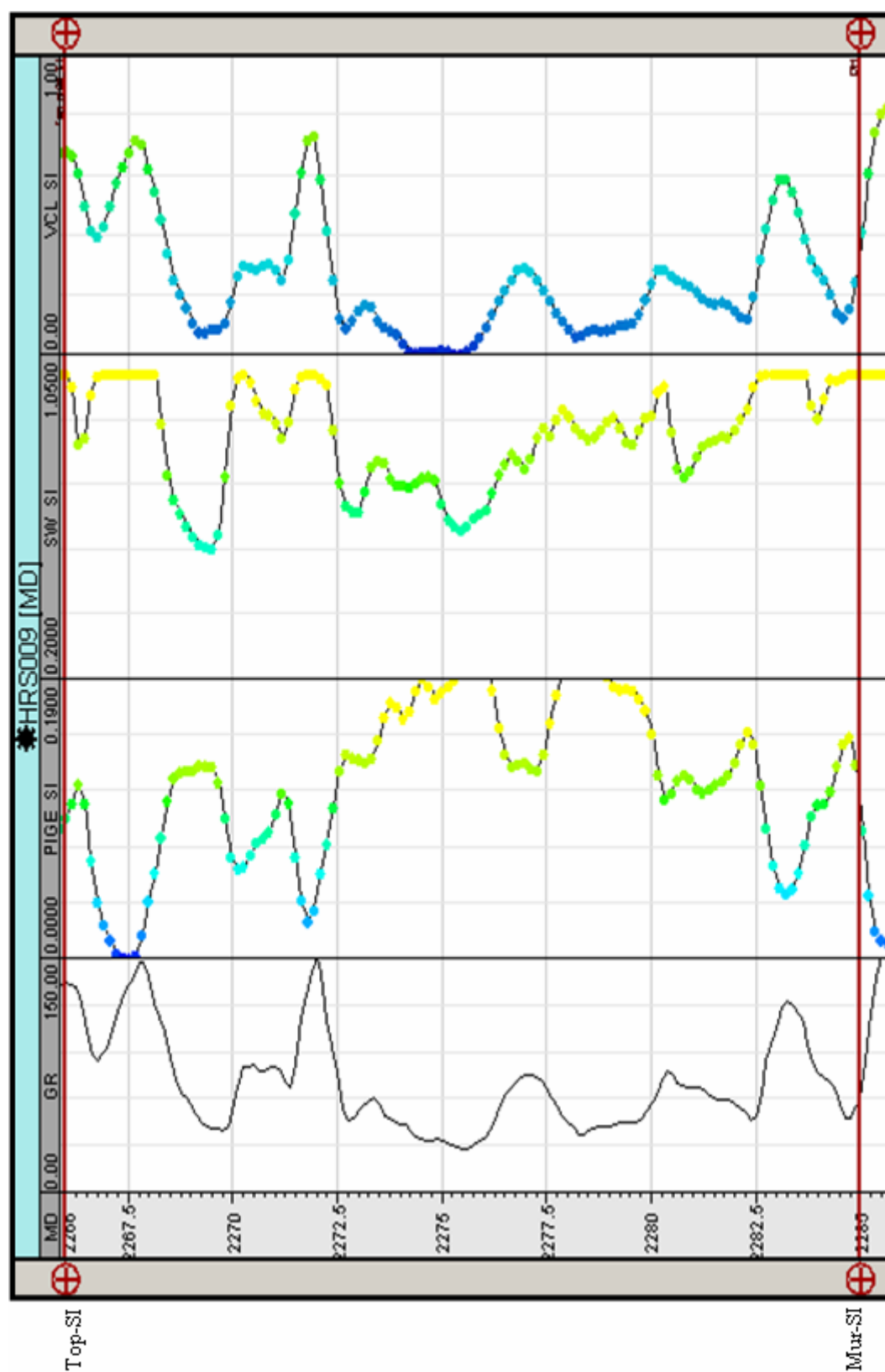


Fig.58: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-9

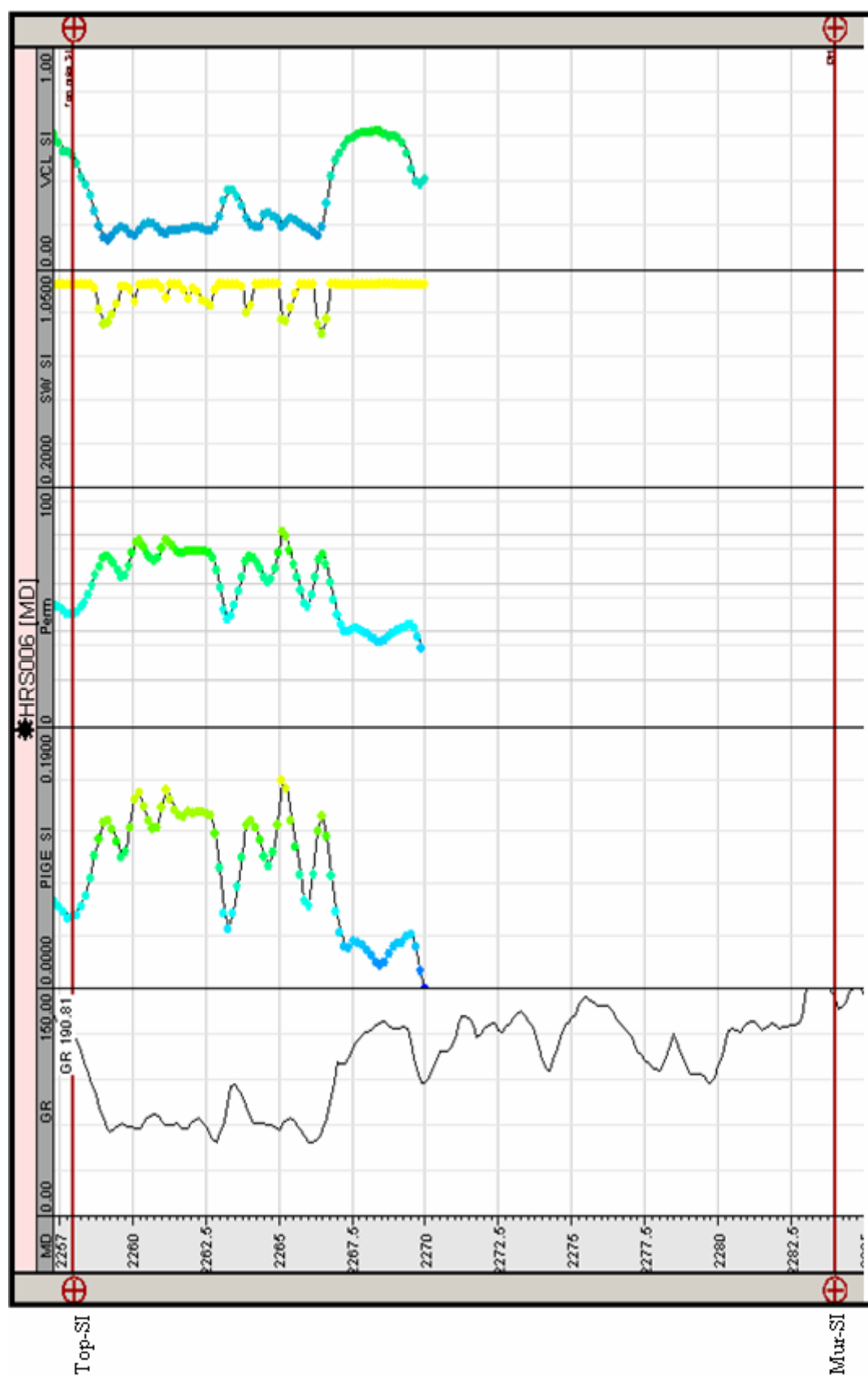


Fig.59: Évolution de Gamma Ray, porosité(pige), Perméabilité(perm), saturation en eau(Sw) et du volume d'argile(Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-6

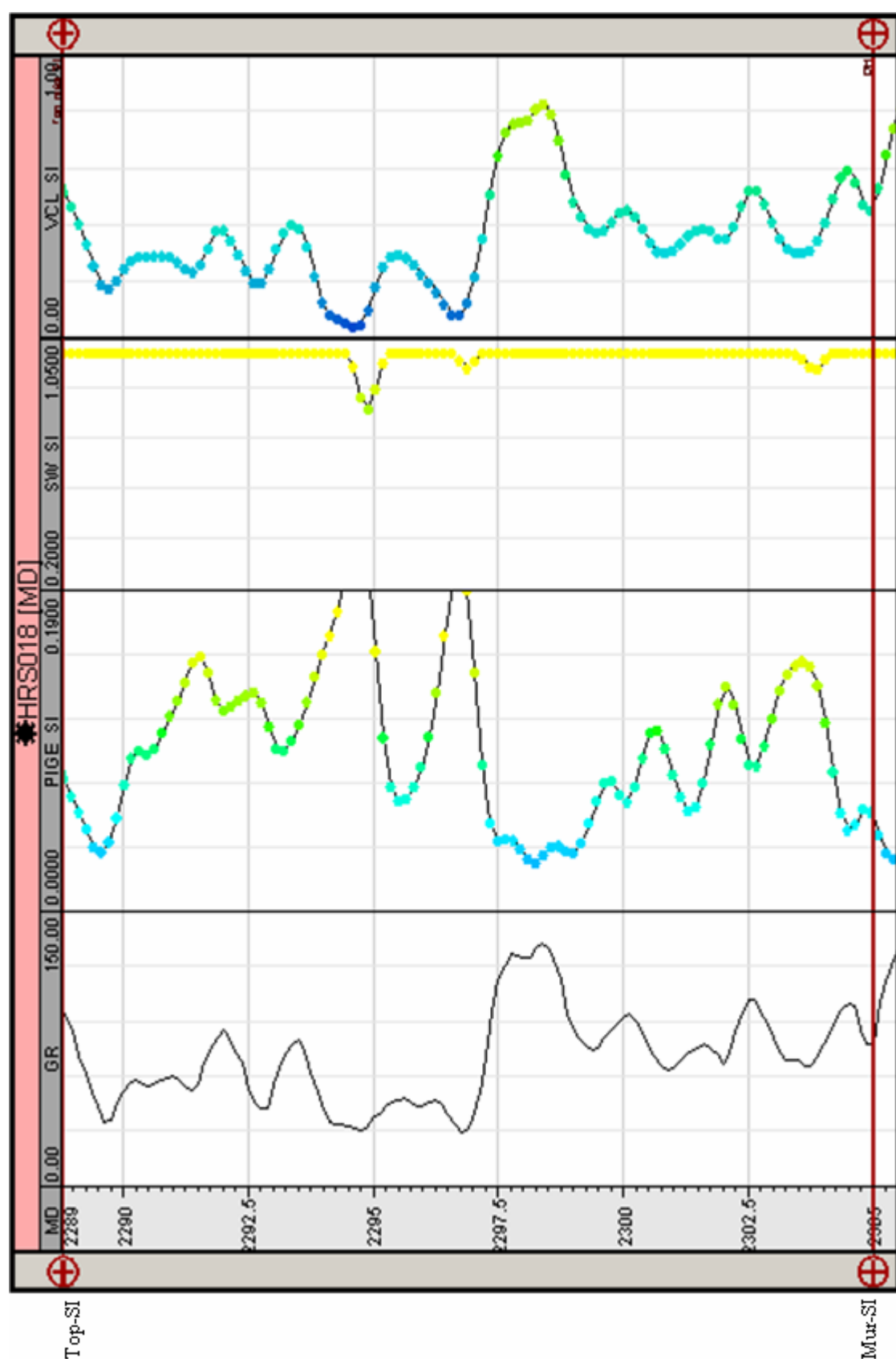


Fig.60: Évolution de Gamma Ray, porosité (pige), Perméabilité (perm), saturation en eau (Sw) et du volume d'argile (Vcl) en fonction de la profondeur à travers la Série Inférieure du puits HRS-18

Partie VII: Modélisation de la Série Inférieure :

1- Introduction :

Un modèle géologique est le résultat de la répartition dans l'espace tridimensionnel des valeurs pétrophysiques ainsi que du faciès. Cette répartition est guidée par des lois géostatistiques qui utilisent le variogramme comme un outil essentiel pour suivre la variabilité spatiale des paramètres.

2- Méthodologie:

Pour arriver à un bon modèle géologique, il est nécessaire de suivre les étapes suivantes :

2-1-Création du modèle structural (Structural modeling):

1- Création du modèle de faille (Fault modeling): le but est de construire un modèle structural de la région d'étude en utilisant des données sismiques (failles en 2D) ainsi que le top et le mur de la formation étudiée (déterminés à partir des diagraphies) afin d'établir des plans de failles en 3D qui constituent l'architecture du modèle structural, (Fig.61).

2-La grille de pilier (Pillar gridding) : le but est de construire le squelette du modèle étudié, limité entre le top et le mur de la Série Inférieure en utilisant une taille de cellule (150*150).

Le résultat de cette étape est 13 segments, (Fig.62).

3- La création des horizons (Make horizons) : c'est l'insertion des horizons (l'horizon du Top et l'horizon du Mur de la formation étudiée) dans le Grid 3D en respectant les rejets des failles, (Fig.63).

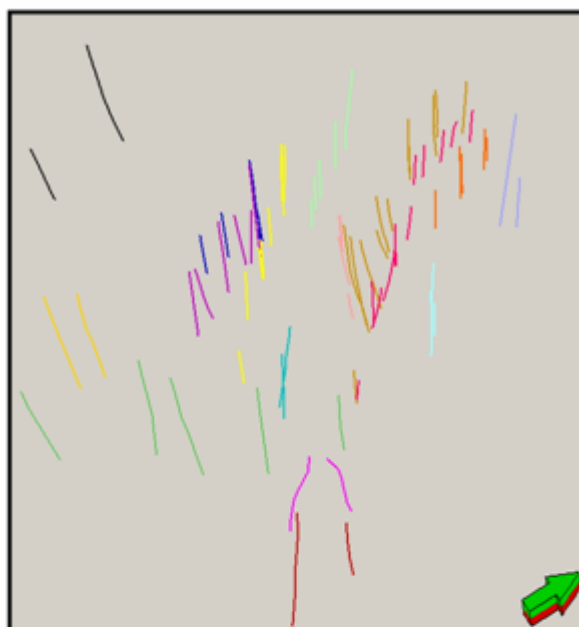
4- La création de la zone (Make zones) : le résultat de l'étape précédente(Make horizon) est la formation de la zone du réservoir étudié(la Série inférieure) qui présente une épaisseur variant de 6 à 30m, (Fig.64).

5- Le découpage en drains (Layering) : c'est la subdivision de la Série Inférieure en drains, chaque drain présente 1m d'épaisseur, (Fig.65).

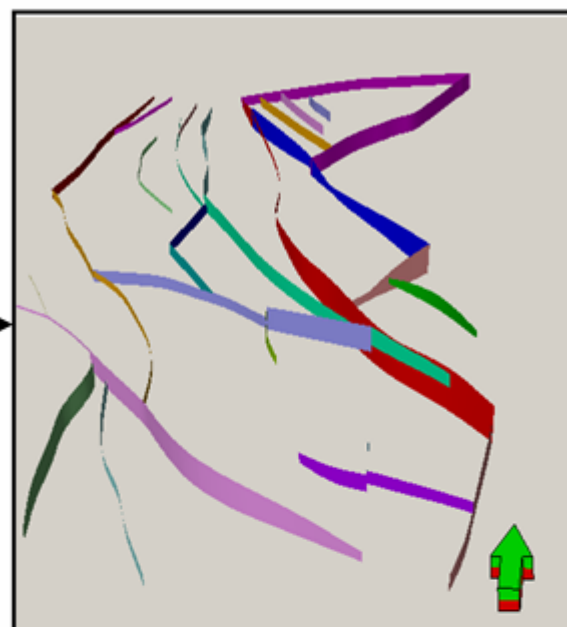
Structural modeling

1-Fault modeling: Fig.61

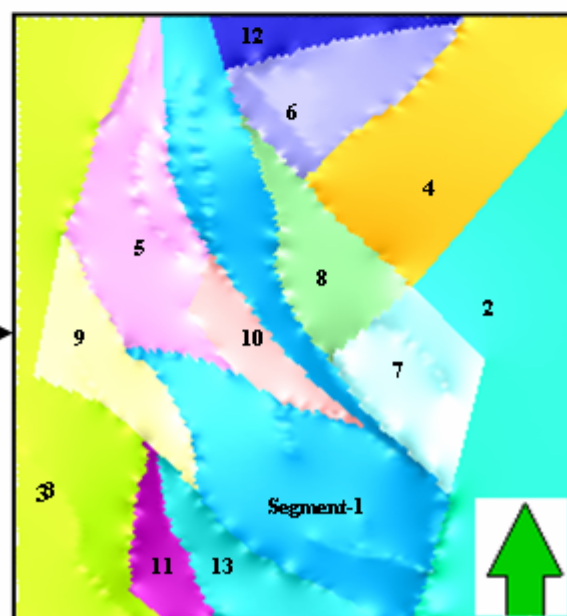
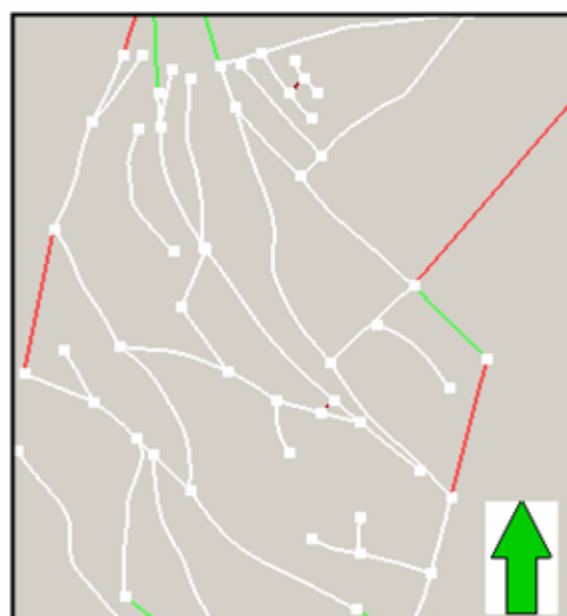
Failles en 2D nommées fault sticks



Établir des plans de failles en 3D



2-Pillar gridding: Fig.62

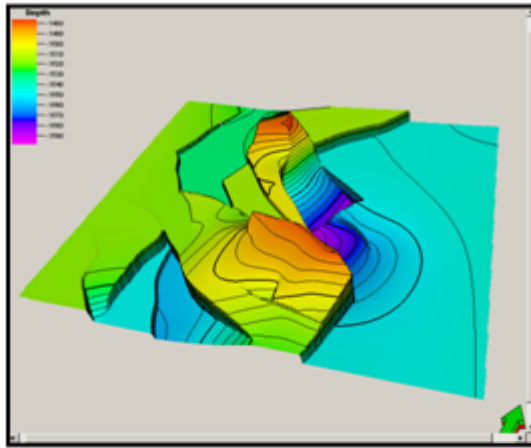


Les étapes de la modélisation: **Fault modeling**

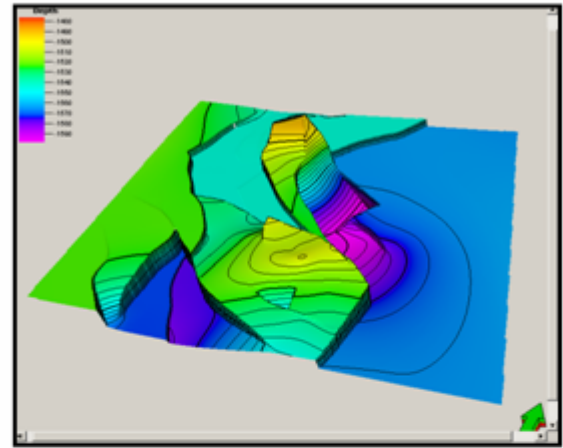
Structural modeling

3-Make horizons: Fig.63

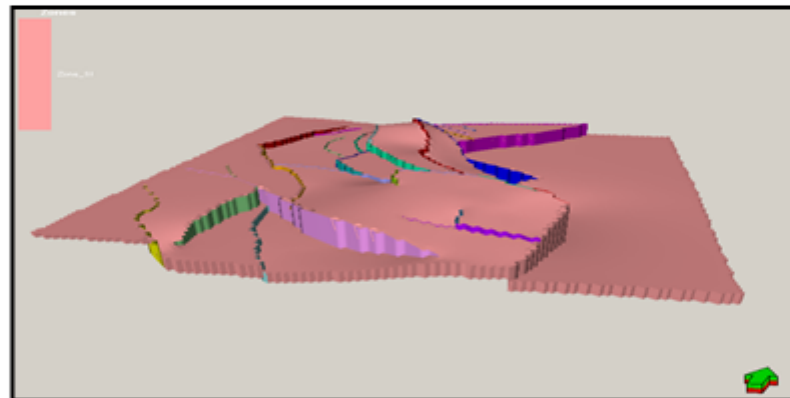
Surface: Top-grés-SI



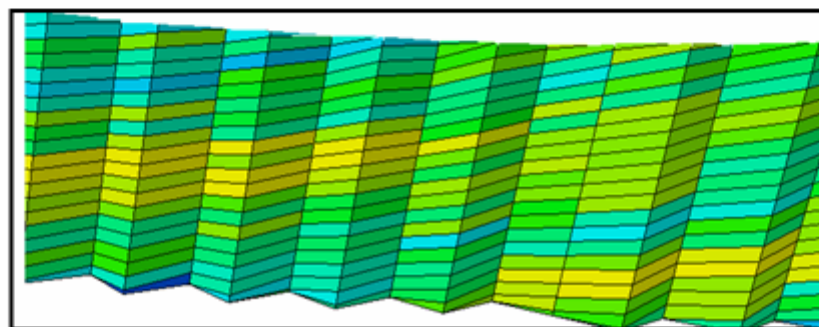
Surface: Mur-SI



4-Make zones: Fig.64



5-Layering: découpage de la SI en layer, Fig.65



Les étapes de la modélisation: Structural modeling

2-2- Le modèle des propriétés (Proprety modeling) :

1- La moyenne des propriétés (Upscaling) : l'objectif est 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 of) pour les faciès, (Fig.66).

2- L'analyse des données (Data analysis): c'est l'analyse des données caractérisant le réservoir de la Série Inférieure avec le logiciel utilisé qui fait appel à différentes lois mathématiques et géostatistiques afin de construire des modèles de variogrammes de chaque paramètre étudié dont le but est de suivre la distribution verticale et latérale de chaque paramètre, (Fig.67).

3- Création du modèle de faciès (Faciès modeling) : c'est la construction du modèle du faciès en utilisant les faciès groupés à partir du découpage en lithofaciès.

On a groupé tous les lithofaciès trouvés dans les dépôts de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud en trois associations de faciès:

- Association de faciès1: tous les lithofaciès gréseux liés à un fort régime hydrodynamique (Gp -St -Sta -Stm -Stg -Stga -Sp -Su -Sug -Sua) correspondant à des dépôts de fond de chenal et de remplissage d'un chenal fluvial en tresses, sont groupés en une seule association de faciès.

- Association de faciès2: tous les lithofaciès liés à un régime hydrodynamique moyen (Sh -Sr -Fsr -Fsm) correspondant à des dépôts de remplissage d'un chenal fluvial en tresses, sont groupés en une seule association de faciès.

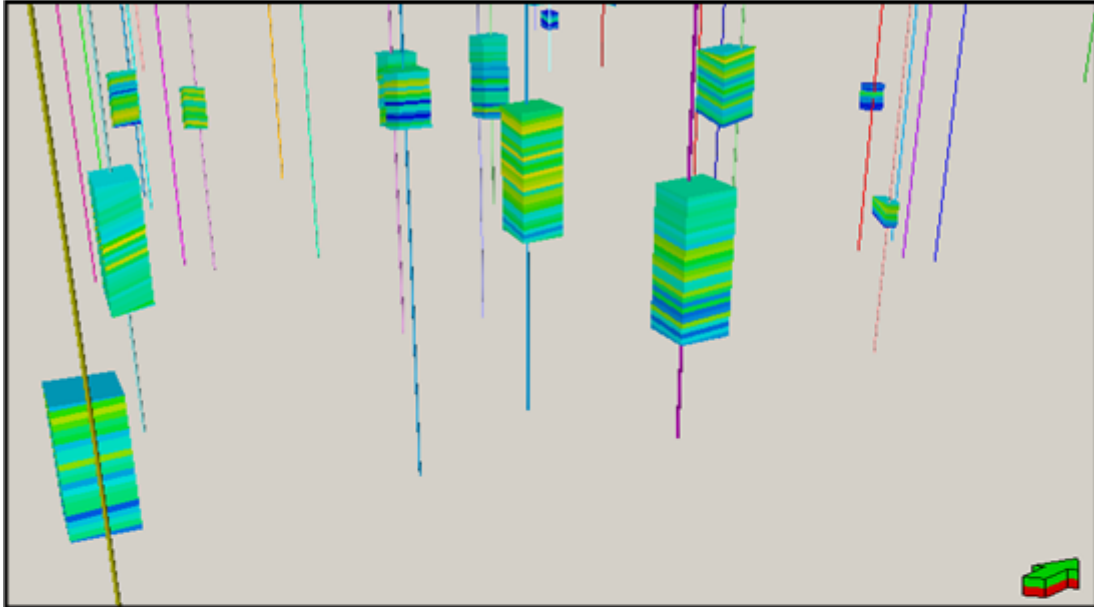
- Association de faciès3: tous les lithofaciès argileux liés à un faible régime hydrodynamique (Fr- Fc- Fl- Fsr- Fsm) correspondant aux faciès de plaine d'inondation où se développe dans la majorité des puits un paléosol, sont groupés en une seule association de faciès.

4- Le modèle des propriétés (Property modeling): pour la construction des modèles de chaque propriété caractérisant le réservoir de la Série Inférieure, Pétrel utilise:

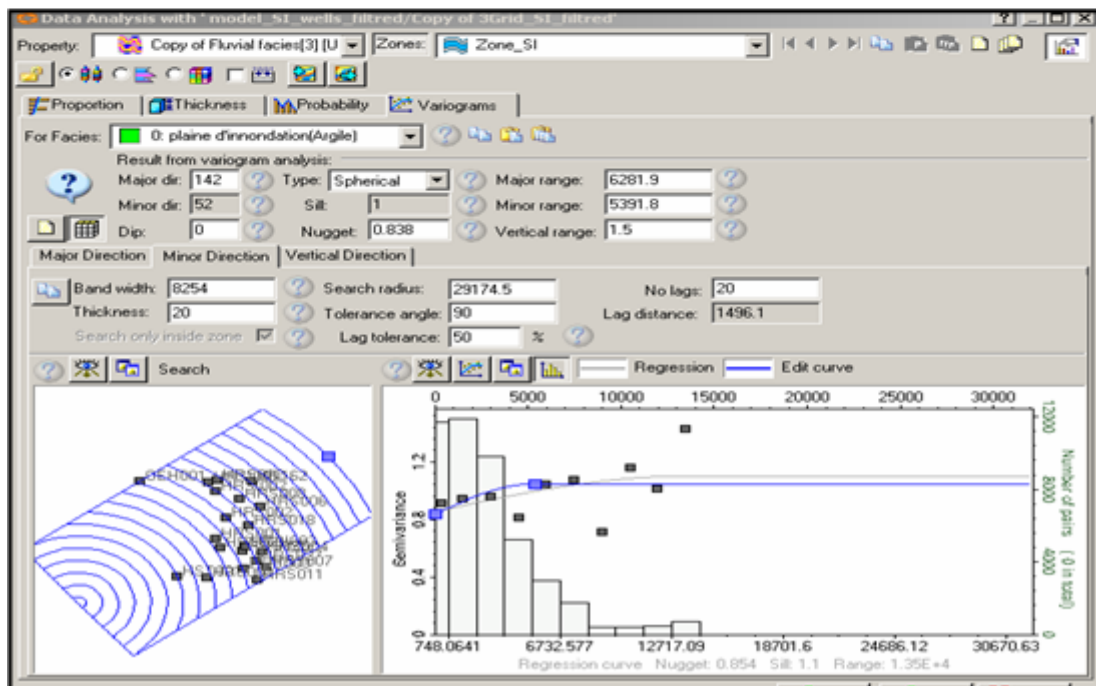
- les données de l'interprétation pétrophysique
- l'algorithme SGS (Séquentiel Gaussian Simulation) pour la modélisation des propriétés pétrophysiques.

Property modeling

1-Upscaling: le but est de calculer la moyenne de chaque propriété dans chaque cellule, Fig.66.



2-Data analysis: Fig.67



Les étapes de la modélisation: property modeling

3- Résultats et interprétation :

Le résultat de la modélisation (Fig.68), a déterminé les modèles suivants:

- un modèle du faciès;
- un modèle de porosité (pige);
- un modèle de perméabilité (k);
- un modèle de saturation en eau (Sw);
- et, un modèle du volume d'argile (Vsl).

3-1- Modèle du faciès : (Fig.69). Il montre l'importante concentration de la fraction gréseuse correspondant à des dépôts de fond de chenal et de remplissage d'un chenal fluvial en tresses de la Série Inférieure dans la zone haute de la partie Sud de Hassi R'mel Sud. Ce faciès gréseux diminue du Sud vers le Nord, contrairement à la fraction fine qui augmente du Sud vers le Nord.

3-2- Modèle de porosité: (Fig.70). Il montre des valeurs de porosité variant entre 8 et 19% dans la structure haute de la partie Sud de la région d'étude. Alors qu'au fur et à mesure qu'on s'éloigne du Sud vers le Nord, on remarque une diminution rapide de la porosité.

3-3- Modèle de perméabilité: (Fig.71). Il illustre la concentration des meilleures valeurs de perméabilité de la Série Inférieure dans la zone haute de la partie Sud, où elles varient de 1 à 127md. Tandis qu'au fur et à mesure qu'on s'éloigne du Sud vers le Nord, la diminution de la perméabilité est rapide.

3-4-Modèle de volume d'argile: (Fig.72). Ce modèle montre un volume d'argile moyen à fort le long de la structure, sauf au niveau de la structure haute de la zone Sud du champ d'étude qui présente des valeurs inférieures à 20% d'argile. Ces faibles valeurs d'argile coïncident avec des bonnes valeurs de porosité et de perméabilité.

3-5-Modèle de saturation en eau : (Fig.73). Il présente une saturation d'eau très élevée sur toute la structure de la Série Inférieure, surtout au niveau des flancs. Le seul endroit qui présente des faibles proportions de saturation en eau, est la zone haute de la partie Sud. Cette faible saturation en eau coïncide avec des bonnes valeurs de porosité et de perméabilité, ainsi qu'avec un faible volume d'argile.

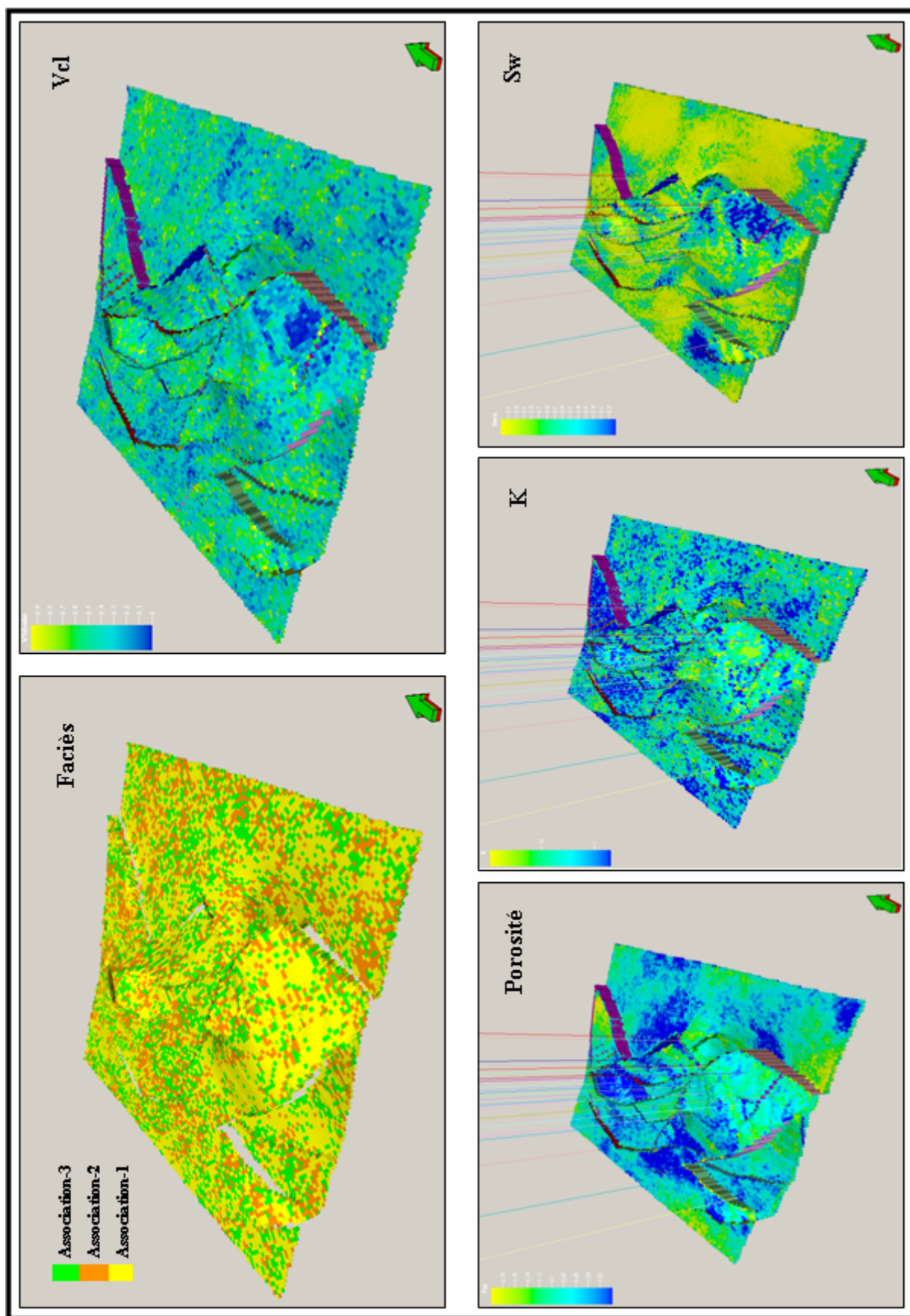


Fig.68: Les résultats de la modélisation

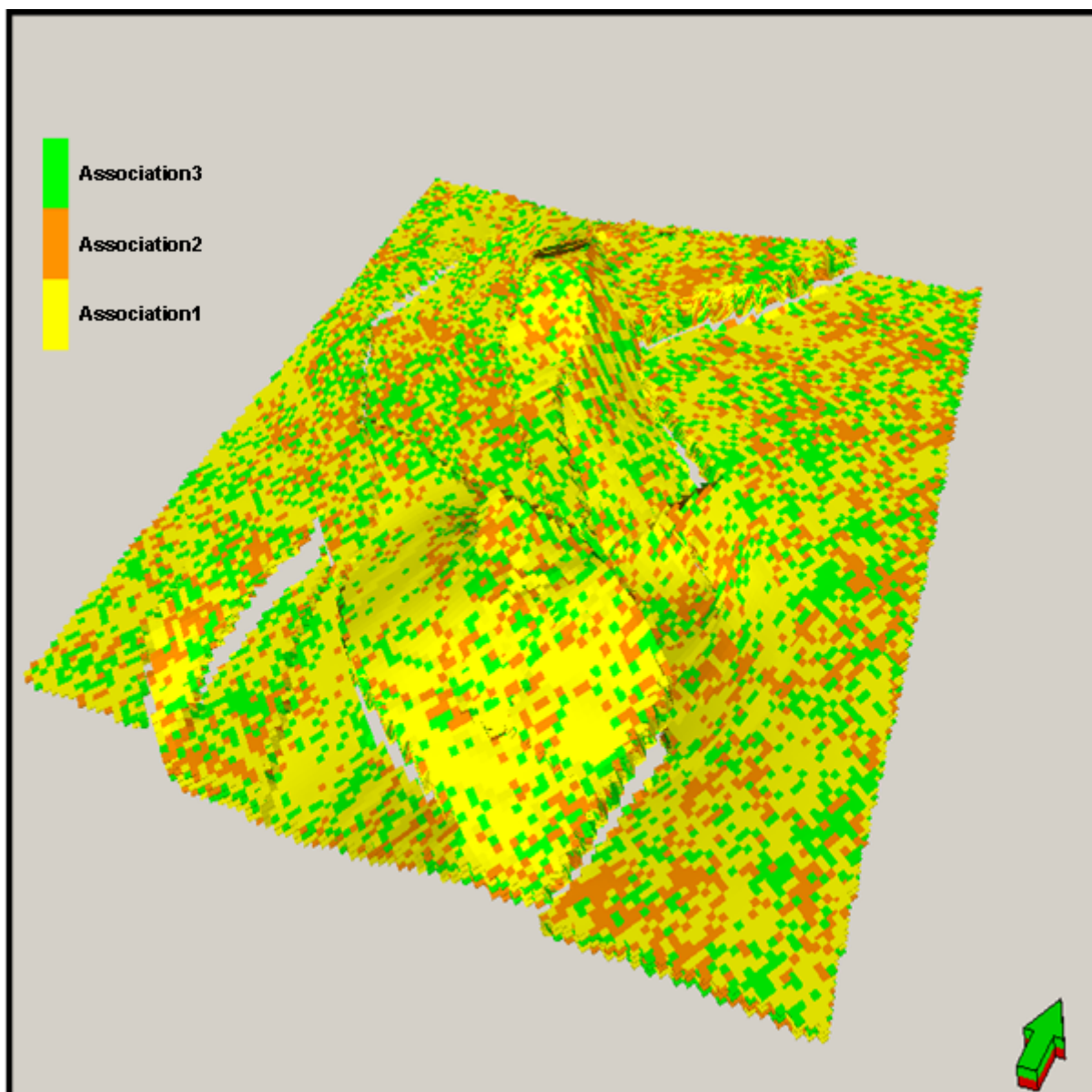


Fig.69: Modèle du faciès

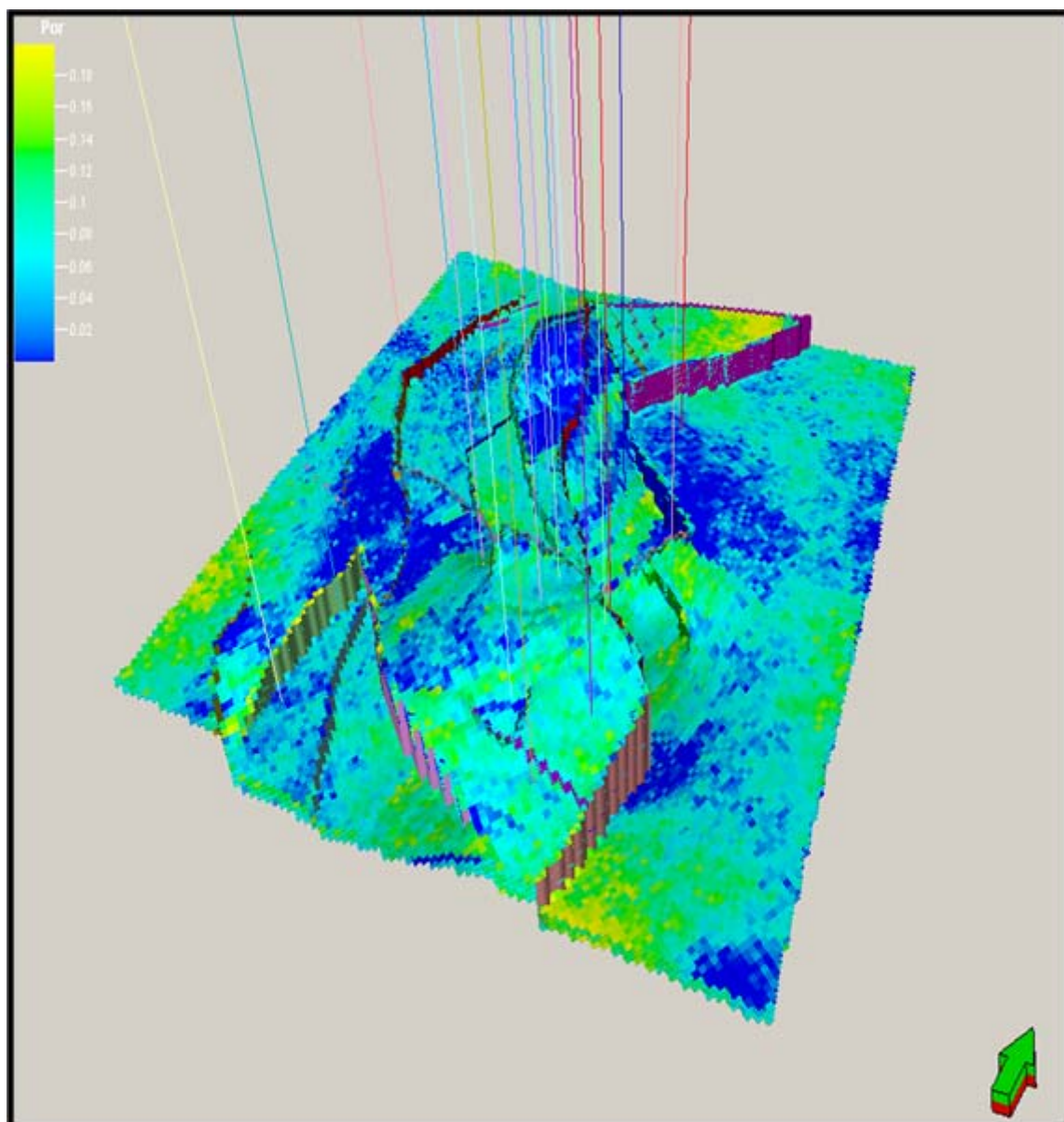


Fig.70: Modèle de porosité

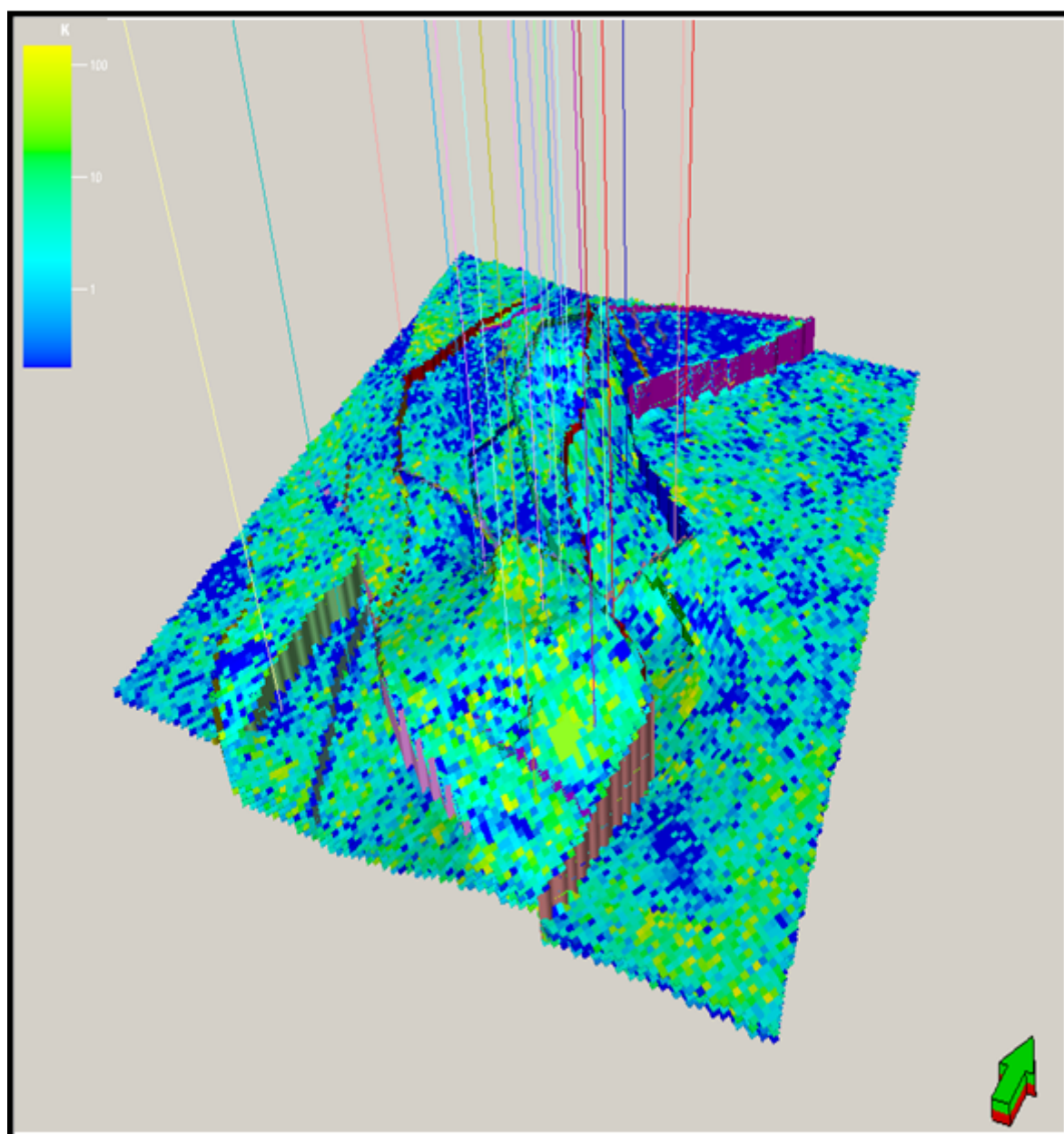


Fig.71: Modèle de perméabilité

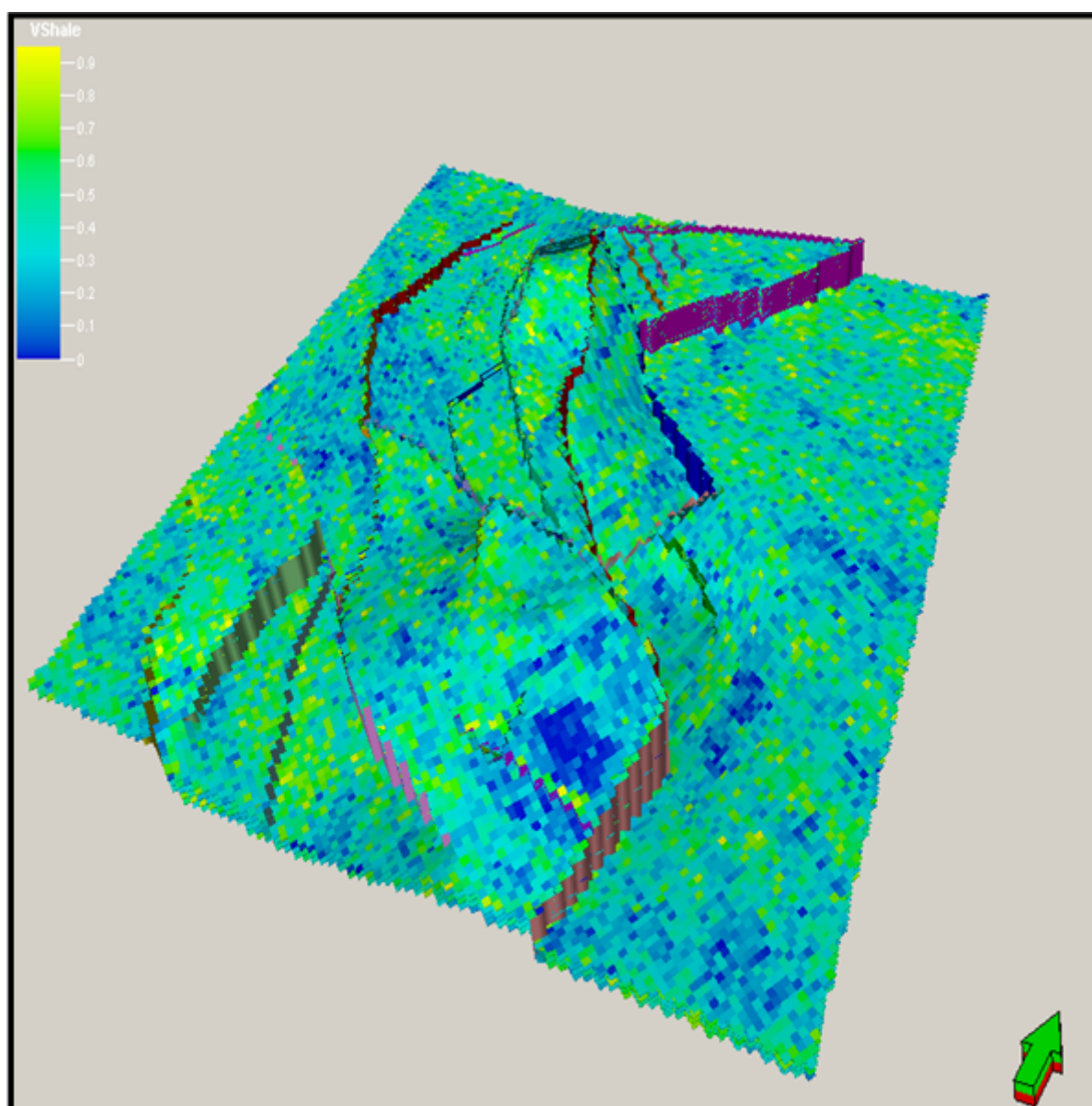


Fig.72: Modèle du volume d'argile (Vcl)

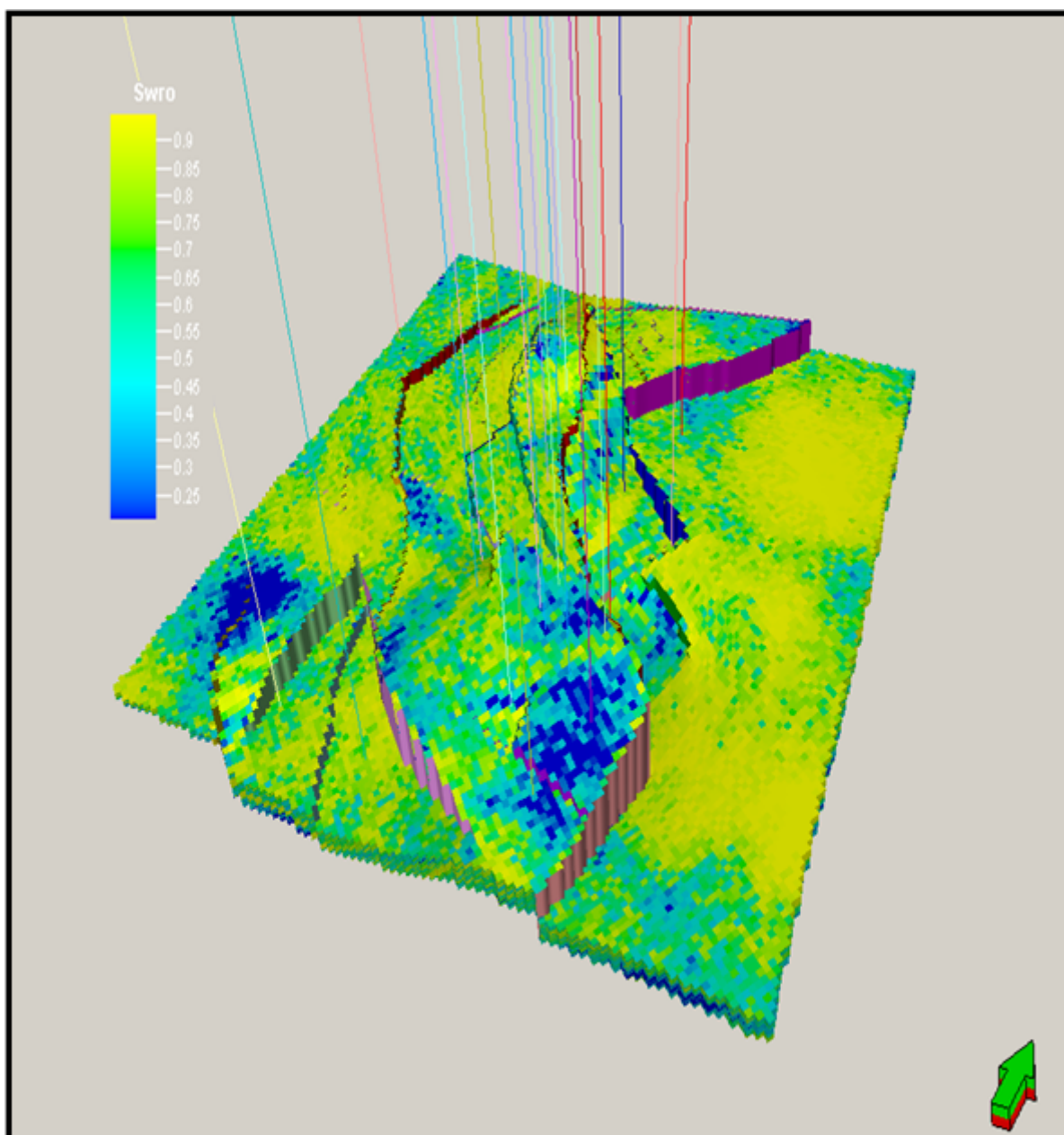


Fig.73: Modèle de saturation en eau (S_w)

4- Analyse et interprétation des différentes coupes au niveau du modèle géologique :

Pour suivre l'évolution du faciès, de la porosité, de la perméabilité, du volume d'argile ainsi que de la saturation en eau dans le réservoir de la Série Inférieure, on a établi des profils selon des coupes transversales au niveau du modèle géologique.

Six coupes ont été réalisées, elles sont représentées par les profils mentionnés dans la figure.74.

4-1- Coupe-1 : la coupe 1 d'orientation Nord Ouest - Sud Est , établie dans la partie Sud (Fig.75), passe par les puits suivants: HRS-I-3, HRS-25, HRS-26, et HRS-27 et HRS-7.

Cette coupe traverse le noyau de la structure anticlinale du réservoir étudié et montre une épaisseur presque constante de la Série Inférieure.

Malgré l'hétérogénéité des faciès, on peut suivre quelques bancs gréseux; le pourcentage des grès est plus important dans cette partie Sud.

Ces niveaux gréseux ont une porosité moyenne à bonne, une bonne perméabilité, un faible volume d'argile et, une très faible saturation en eau.

4-2-Coupe-2 : la coupe 2 d'orientation Nord Ouest - Sud Est, établie dans la partie Sud (Fig.76), passe par les puits suivants: HRS-1, HRS-21, HRS-3 et HRS-11.

Cette coupe montre que le pourcentage des niveaux gréseux est plus important au centre de la structure. Ces niveaux gréseux ont une porosité et une perméabilité moyennes à bonnes, un faible volume d'argile et, une faible saturation en eau. Comme on remarque l'existence de quelques failles à faible rejet vers le Sud-Est.

4-3- Coupe-3 : la coupe 3 de direction Est-Ouest, établie dans la partie Sud (Fig.77), passe par les puits suivants: HRS-9, HRS-3 et HRS-7.

Cette coupe illustre deux compartiments nettement séparés par une faille à rejet important.

Ces deux compartiments présentent une bonne porosité, une bonne perméabilité et un faible volume d'argile.

En ce qui concerne la saturation en eau, le compartiment élevé présente un faible taux de saturation, tandis que le compartiment affaissé présente des saturations en eau très élevées.

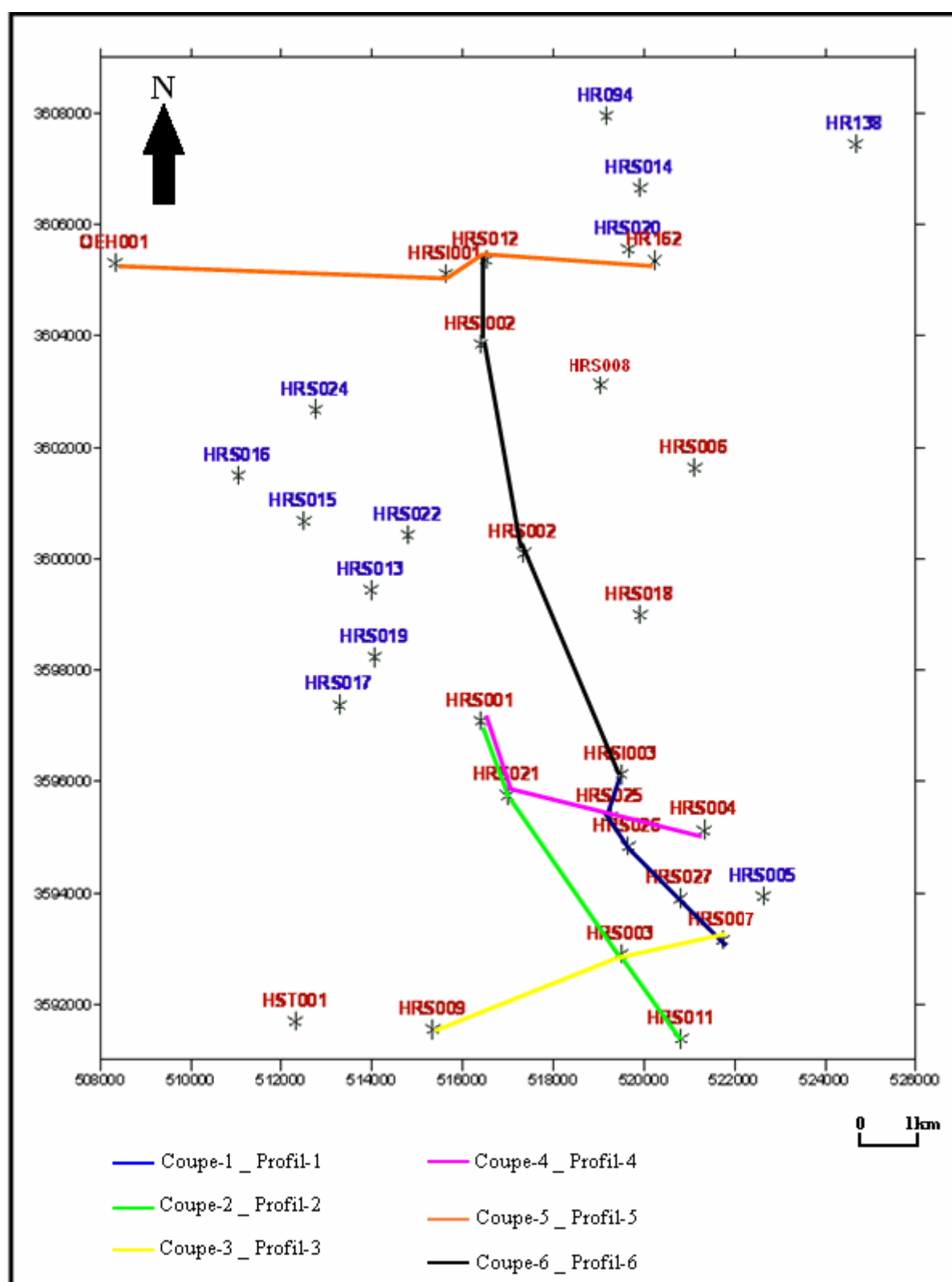


Fig.74: Schéma montrant les profils des coupes transversales au niveau du modèle géologique

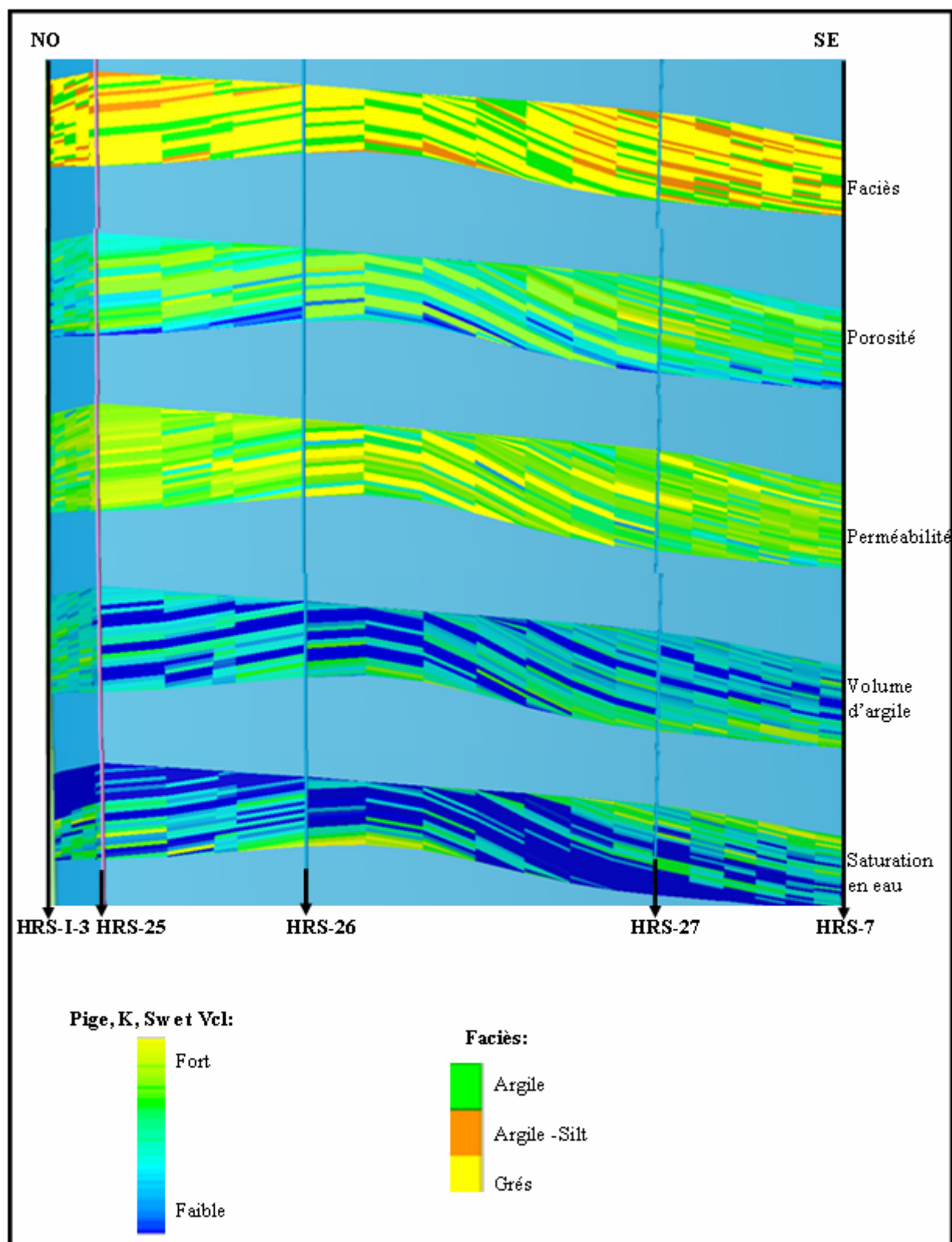


Fig.75: Profil1: Coupe verticale au niveau du modèle géologique

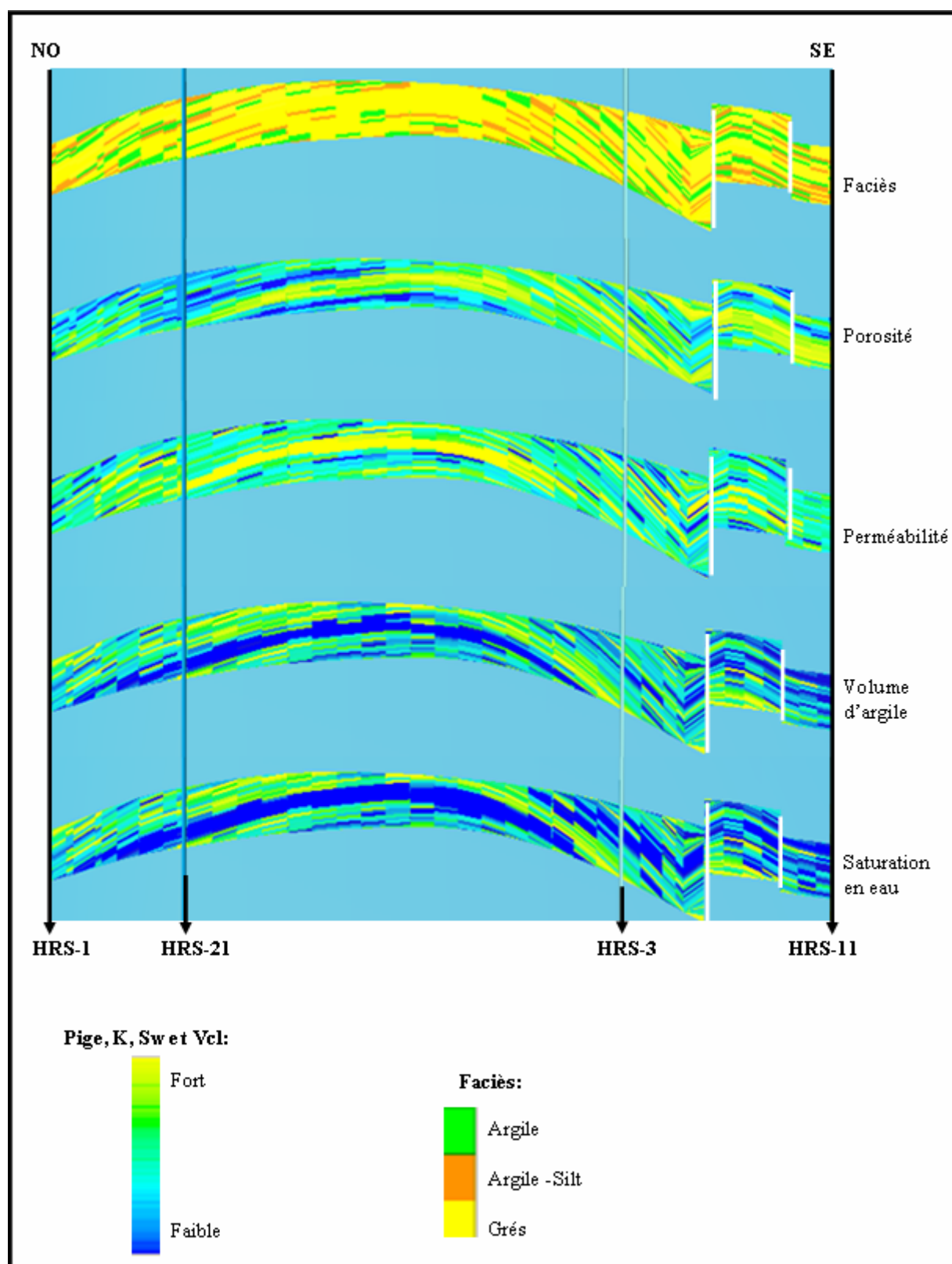


Fig.76: Profil2: Coupe verticale au niveau du modèle géologique

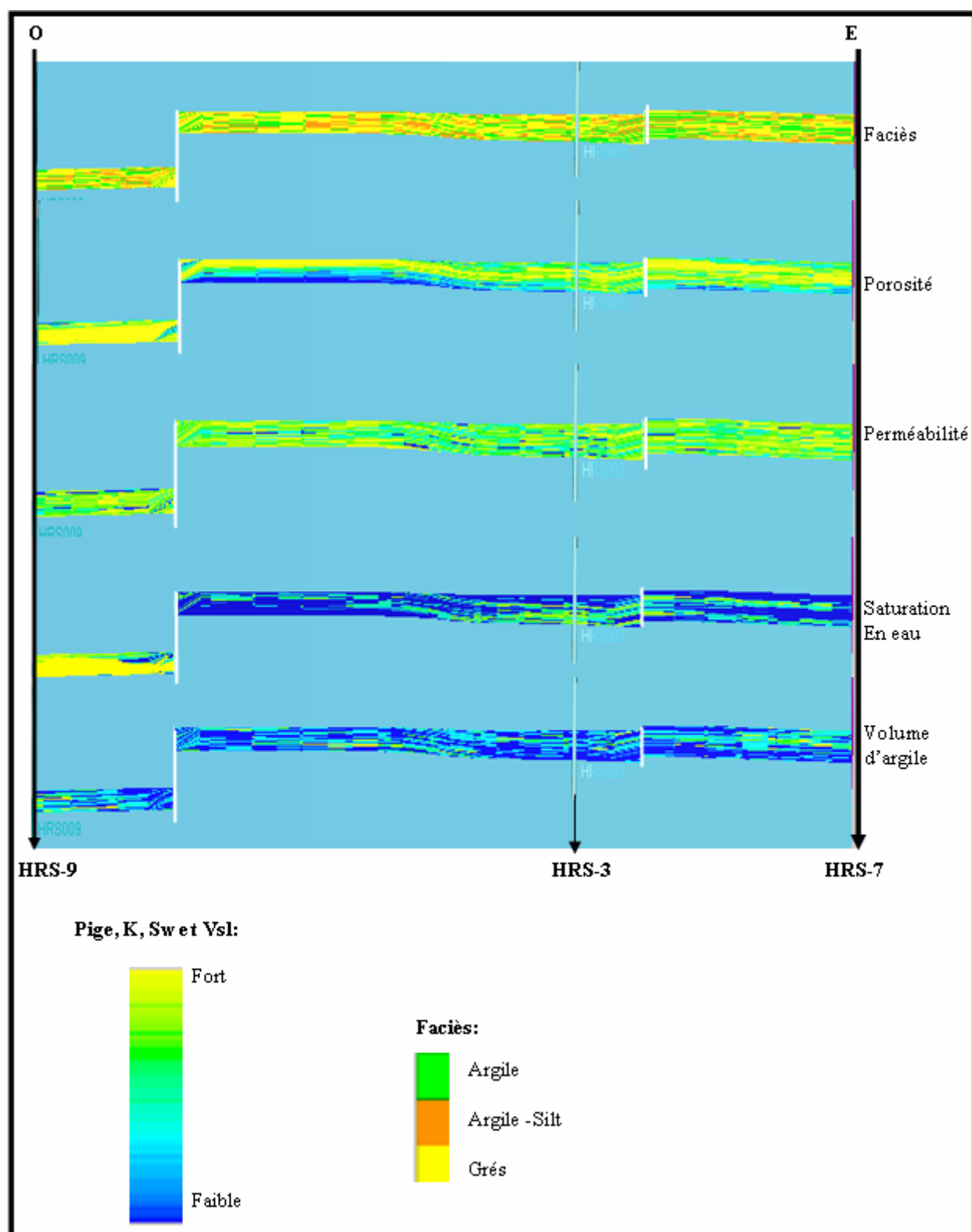


Fig.77: Profil3: Coupe verticale au niveau du modèle géologique

Ce qui nous permet de dire que les puits qui se trouvent dans cette zone basse (flanc de la structure) sont noyés.

4-4- Coupe-4 : la coupe 4 de direction Ouest - Est, établie dans la partie Sud (Fig.78), passe par les puits suivants: HRS-1, HRS-21, HRS-25 et HRS-4.

Cette coupe montre toujours la partie sommitale de la structure de la Série Inférieure de la partie Sud. Elle marque la continuité des niveaux gréseux qui présente le pourcentage le plus important. Ces bancs gréseux présentent des valeurs de porosité et de perméabilité moyennes à bonnes, un faible pourcentage d'argile et, une très faible saturation en eau.

4-5- Coupe-5 : la coupe 5 de direction Ouest - Est, établie dans la partie Nord (Fig.79), passe par les puits suivants: OEH-1, HRS-I-1, HRS-12 et HR-162.

Elle montre l'existence de deux failles à rejet important qui ont probablement participés à la structuration de Hassi R'mel Sud et une réduction très importante de l'épaisseur vers l'Ouest.

D'un point de vue caractéristiques pétrophysiques, le long de cette coupe on constate des faibles taux de porosité et de perméabilité, un pourcentage d'argile important et, une forte saturation en eau.

4-6- Coupe-6 : la coupe 6 de direction Sud-Nord,(Fig.80), passe par les puits suivants: HRS-I-3, HRS-2, HRS-I-2, et HRS-12.

Ce profil vient confirmer la réduction de l'épaisseur de la Série Inférieure, la diminution du faciès gréseux et l'évolution du faciès argileux du Sud vers le Nord.

La Série Inférieure de la partie Sud de la région d'étude est caractérisée toujours par des valeurs pétrophysiques moyennes à bonnes, un faible volume d'argile et une faible saturation en eau. Tandis que dans la partie Nord, elle est caractérisée par une porosité et une perméabilité très faible, un fort volume d'argile et une forte saturation en eau.

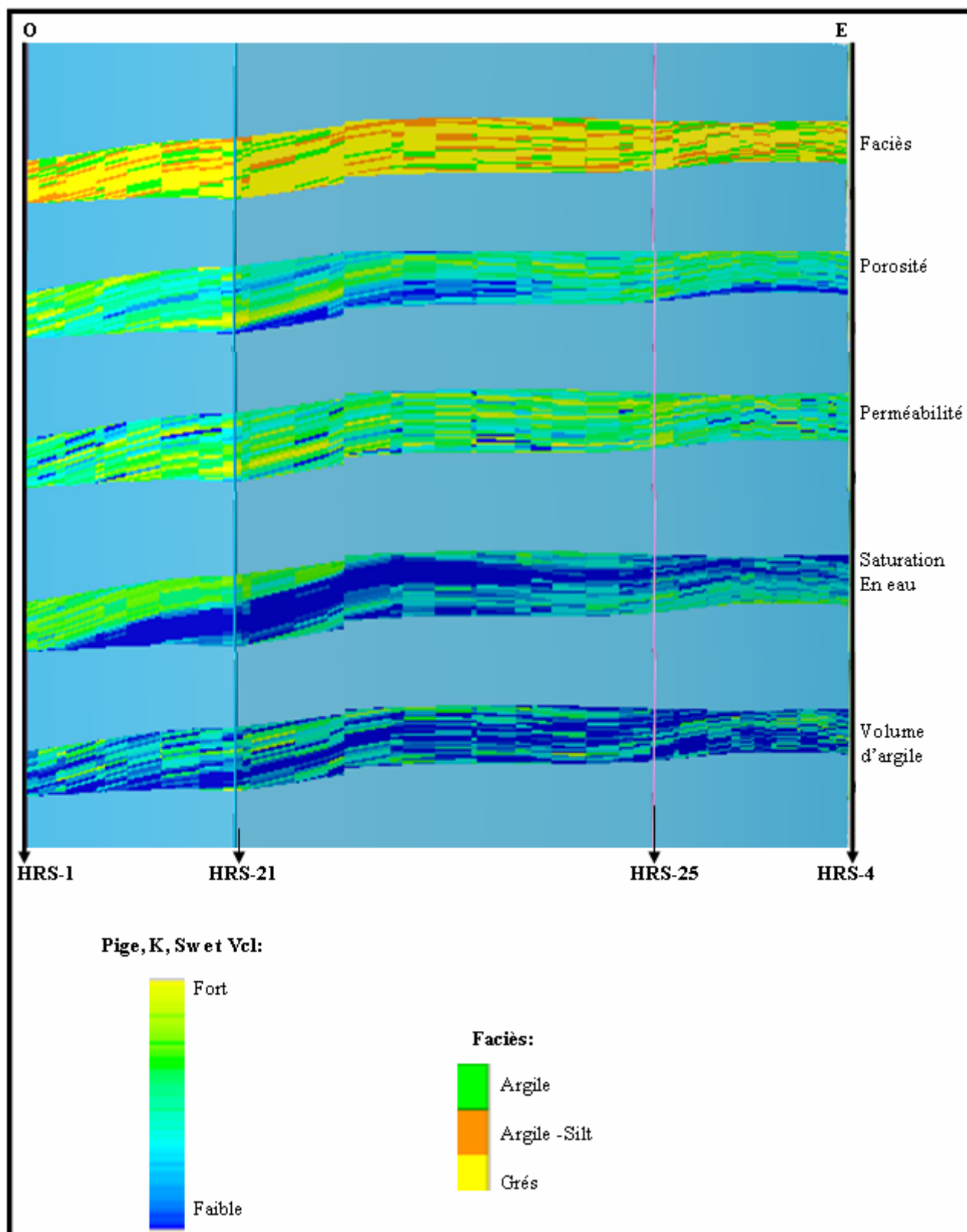


Fig.78: Profil4: Coupe verticale au niveau du modèle géologique

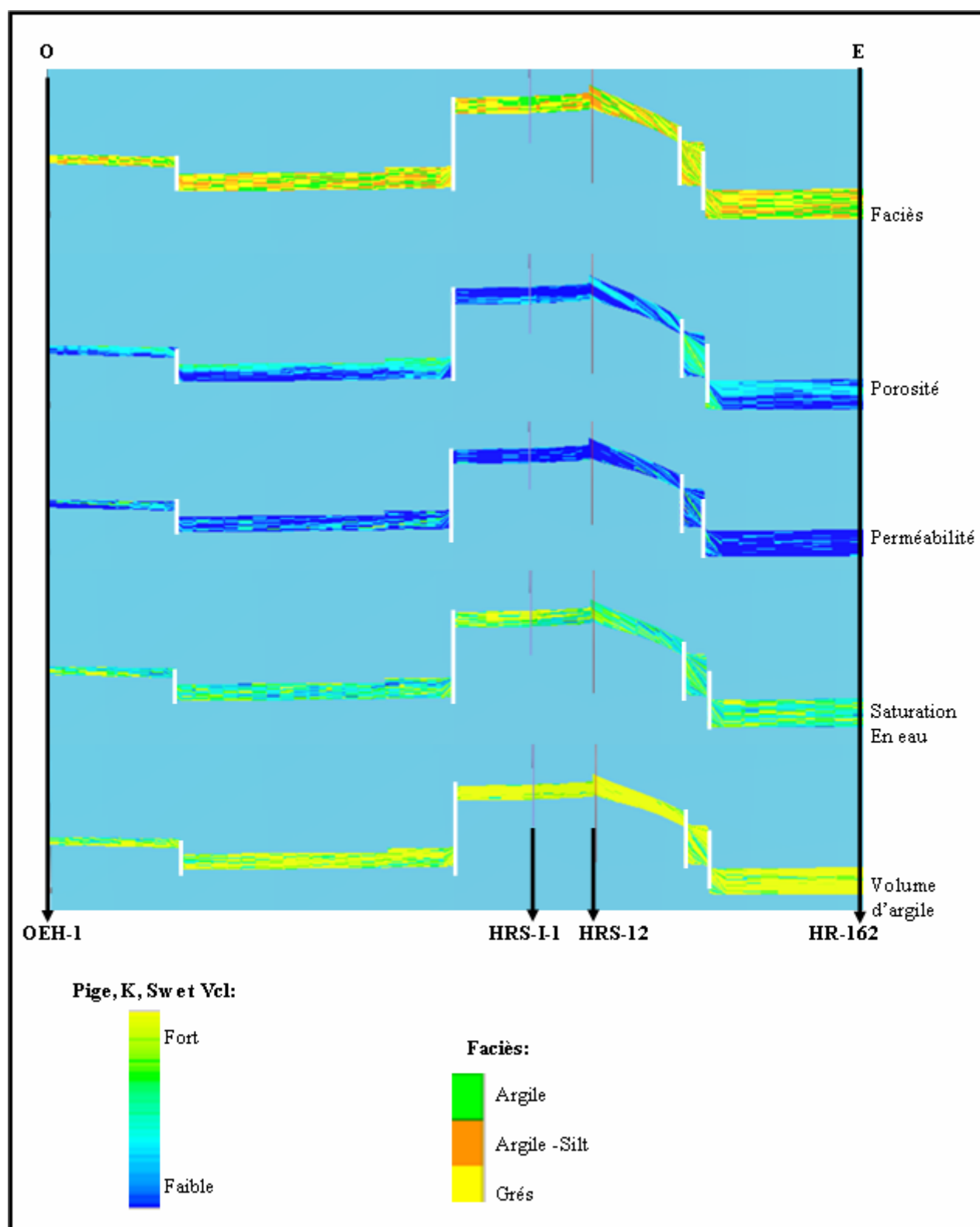


Fig.79: Profil5: Coupe verticale au niveau du modèle géologique

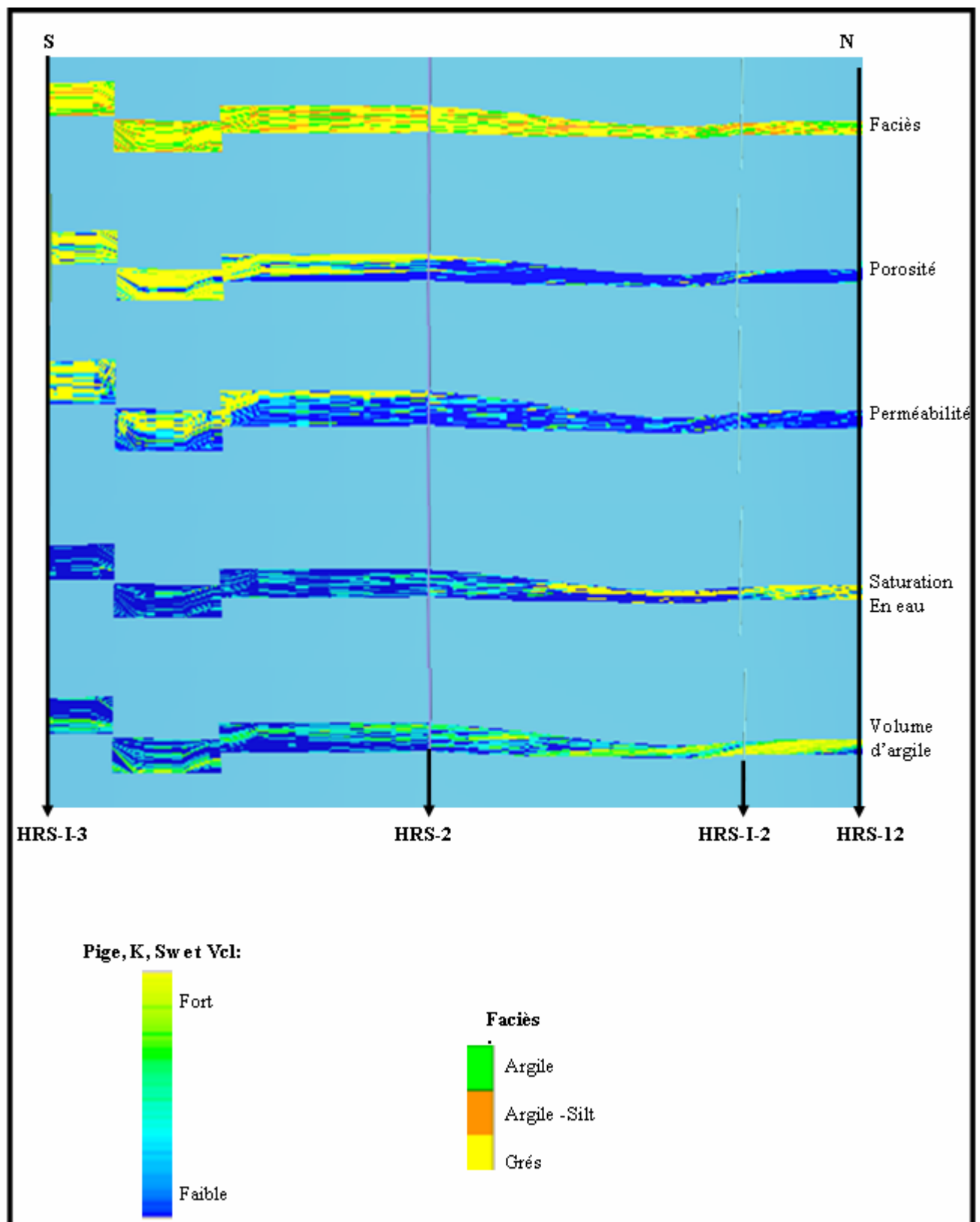


Fig.80: Profil6: Coupe verticale au niveau du modèle géologique

5- Conclusion :

A partir des résultats de la modélisation et l'analyse des coupes réalisées sur le modèle géologique couvrant toute la région étudiée, on peut conclure que seule la zone structuralement haute de la partie Sud présente un intérêt pétrolier important et, avec plus de précision le segment-1, présentant les meilleures qualités réservoirs, (Fig.81).

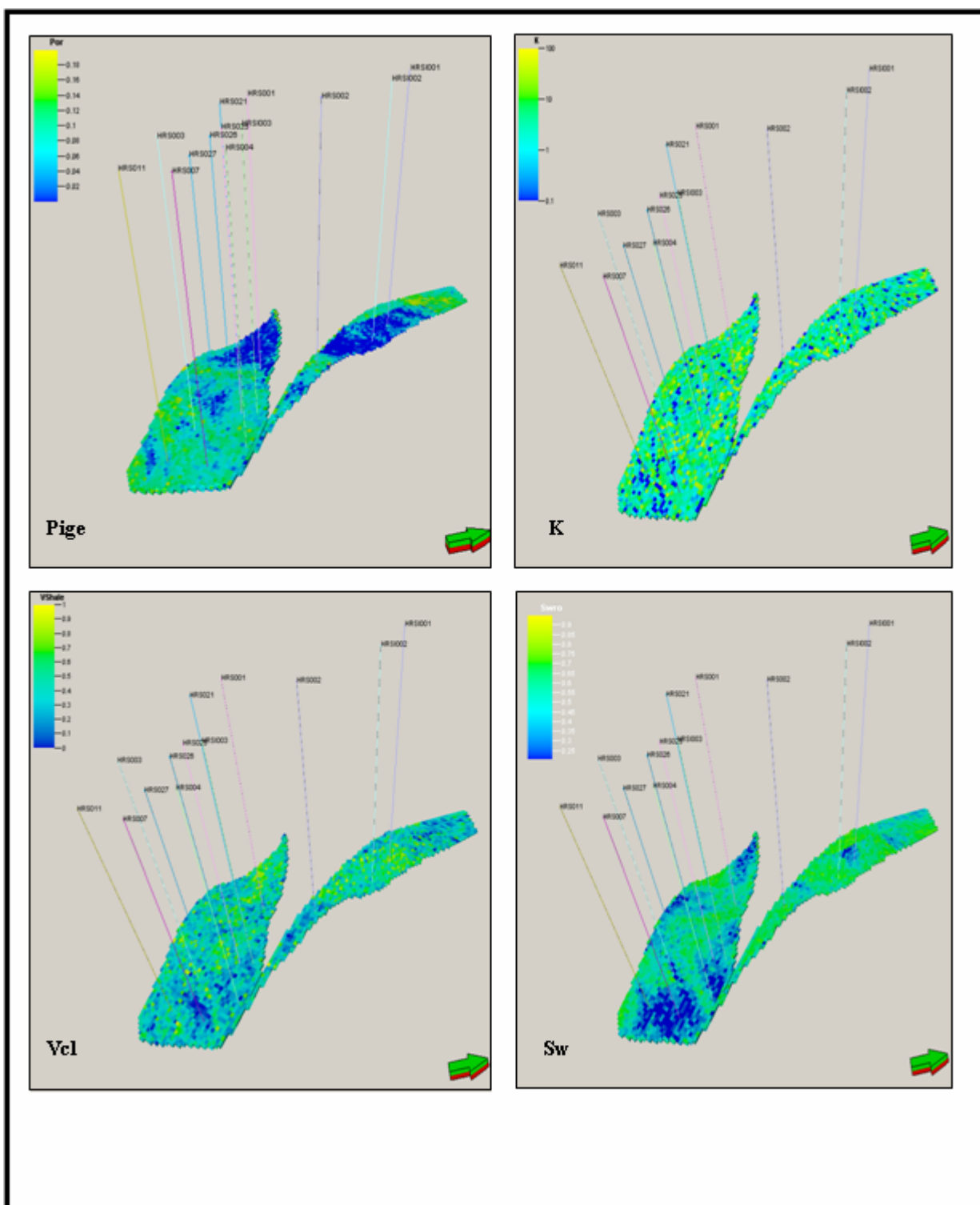


Fig.81: Présentation du segment -1

Partie VIII: Evaluation des volumes en place:

1/ Introduction:

Les résultats de la modélisation obtenue servent à l'estimation des accumulations de la roche réservoir de la Série Inférieure. Elle servira de base pour la simulation des écoulements dans le milieu poreux en appliquant la méthode de Monté Carlo par la simulation numérique.

2- Classification des volumes d'hydrocarbures:

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

Les volumes ou ressources d'hydrocarbures sont définies comme suit:

2/1-Classification des volumes d'hydrocarbures selon l'USGS:

A -Volumes prouvées:

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

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

- **Les volumes prouvées récupérables**: elles représentent les quantités réellement susceptibles d'être exploitées au cours d'une période donnée. Elles représentent le volume

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

B -Volumes probables:

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

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

C -Volumes possibles:

Ce Sont les volumes où les zones de prospection susceptibles de contenir des hydrocarbures.

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

Le degré de probabilité de leurs découvertes varie de 40 à 10 % parfois 5%.

2/2-Classification des volumes d'hydrocarbures selon SPE et WPC:

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

A -Volumes prouvées:

Ces volumes incluent :

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

A-1 Volumes prouvées développées:

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

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

A-2 Volumes prouvées développées en production:

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

A-3 Volumes prouvées développées, non en production:

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

A-4 Volumes prouvées non développées:

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

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

B -Volumes non prouvées:

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

B1 -Volumes probables:

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

B2 -Volumes possibles:

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

2/3-Classification des volumes d'hydrocarbures en Algérie (Décret du 11/07/88):

Arrêté du 11 juillet 1988 relatif à l'inventaire périodique des volumes nationales d'hydrocarbure liquide et gazeux.

Le ministre de l'énergie et des industries chimiques et pétrochimiques :

Vu la constitution et notamment ses articles 111 et 152 :

Vu la loi n° 84-16 du 30 juin 1984 relative au domaine national et notamment ses articles 5 et 28 :

Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation des hydrocarbures notamment son article 14 :

Vu le décret n° 87-135 du 20 juin 1987 relatif l'inventaire des biens du domaine national et notamment son article 53 :

Article 1: en application de l'article 14 de la loi n°86.14 du 19 août 1986 susvisée toute personne morale exerçant des activités d'exploitation d'hydrocarbures est tenue de procéder à un inventaire des volumes contenues dans le périmètre.

Article 2: l'inventaire des réserves d'hydrocarbures sera effectué annuellement. Il devra être actualisé tout moment en cas de modification importante au niveau de ces volumes par suite de l'acquisition nouvelles données géologiques, techniques ou structurales et avant la mise en œuvre de tout programme de développement pouvant avoir un impact significatif sur le niveau ou le taux de récupération des volumes.

Article 3: pour l'estimation et la classification des volumes d'hydrocarbures, il est institué la nomenclature nationale décrite aux articles quatre à huit ci-après.

Article 4: Volumes en place

Ce sont les volumes estimées à une date donnée, de qualité commerciale, susceptibles d'être contenues dans les gisements d'hydrocarbures.

Ces volumes doivent être exprimés dans les conditions standards usuelles de quinze degrés centigrades et un bar de pression.

Article 5: les volumes en places sont classées en volumes prouvées, probables et possibles en fonction du niveau de précision de leur délimitation.

Article 6: Volumes prouvées

Ce sont les volumes mises en évidence avec une certitude raisonnable. Au moyen de forages productifs et à l'aide de données géologiques et d'études de réservoir.

Ces réserves incluent :

- Celles contenues dans le périmètre des puits forés.
- Celles contenues dans les zones non encore forées et comprises entre les puits forés et les contours des contacts des fluides, considérées comme raisonnablement existantes. En l'absence de données sur les contacts de fluides, la dernière limite reconnue des fluides sera prise en compte.

Les volumes prouvées se subdivisent elles-mêmes en réserves récupérables et en réserves non récupérables.

Conformément aux définitions suivantes :

A- Volumes récupérables:

Ce sont les volumes prouvées susceptibles d'être extraites commercialement des réservoirs d'hydrocarbures, à partir d'une date donnée, dans les conditions économiques existantes, par l'utilisation de méthodes d'exploitations éprouvées et dans le respect de la législation nationale en vigueur.

Dans la catégorie des réserves récupérables, on distinguera les réserves développées et non développées.

A1- Volumes développées:

Ce sont celles qui sont récupérables au moyen de puits et d'installation existants ou en cours de réalisation. Ainsi que par les moyens et méthodes mis en œuvre en matière de récupération.

A2- Les volumes non développées:

Ce sont celles qui sont récupérables au moyen de forage complémentaire, de récomplétions de puits existants sur de nouveaux horizons ou de futures installations de récupération améliorée.

B- Volumes non récupérables:

Ce sont celles dont l'exploitation est jugée non rentable dans les conditions économiques existantes.

Article 7: Volumes probables

Les volumes probables sont connues avec une moindre certitude que les volumes prouvées. Elles sont décelées sur la base de données géologiques et techniques favorables, toutefois, l'absence de tests directs ne permet pas leur classification comme réserves prouvées.

Article 8: volumes possibles

Ce sont celles estimées à partir de résultats de travaux de prospection dans les zones favorables à la présence d'hydrocarbures ou, à partir d'extrapolations de volumes probables sur la base de données structurales ou géophysiques.

Article 9: Le calcul des volumes sera effectué à l'aide de la méthode volumétrique et contrôlé par d'autres méthodes si la disponibilité des données le permet.

Article 10: Un état accompagné de l'ensemble des documents justificatifs sera adressé annuellement aux fins d'approbation au ministre chargé des hydrocarbures.

Cet état détaillera pour chaque réservoir conformément à la nomenclature nationale :

- Les volumes en place à l'origine.
- Les volumes récupérables à l'origine.
- La production cumulée à la date de l'estimation.
- Les volumes restantes à récupérer à la même date.
- Les conditions économiques prises en considération et les programmes de développement correspondant.

3- Définition de la méthode volumétrique:

C'est la méthode principale utilisée pour calculer les volumes du pétrole et du gaz des gisements suffisamment prospectés et étudiés à n'importe quel régime de production, cette méthode de calcul s'exprime pour les gisements nouvellement découverts par la formule suivante :

$$Q = V_R \times (H_u/H_t) \times \Phi \times (1-S_w) \times \rho$$

Tel que:

Q : volumes d'huile en tonnes.

V_R : volume de la roche.

H_u / H_t : rapport de l'épaisseur utile par l'épaisseur totale.

Φ : la porosité

S_w : saturation en eau.

ρ : densité d'huile.

Avec le logiciel utilisé dans cette étude de caractérisation et de modélisation (Pétrel), on a utilisé la formule volumétrique pour calculer les volumes d'hydrocarbures en place.

Pétrel suit les étapes suivantes pour calculer le volume d'huile en place:

- Calculer le volume total de roche (Bulk volume)
- Calculer le volume net de la roche = volume total de la roche × H_u/H_t

$$(\text{Net volume} = \text{Bulk volume} \times \text{Net/Gross})$$

- Calculer le volume des vides = le volume net de la roche × porosité

$$(\text{Pore volume} = \text{Net volume} \times \text{porosity})$$

- Le volume d'huile = le volume des pores × la saturation en huile

$$(\text{HCPV oil} = \text{Pore volume} \times S_o)$$

- Le volume d'huile en place = le volume d'huile/Bo (1/Bo : le facteur volumétrique)

$$(\text{STOIP} = \text{HCPV oil} / \text{Bo})$$

Le contact huile/eau régional de la région de Hassi R'mel Sud est de (-1511.5m) sur la totalité de la structure de Hassi R'mel Sud.

4- Résultats du calcul des volumes en place:

Le résultat du calcul est représenté par le tableau suivant:

Réservoir	volume total Bulk volume [$\times 10^6 \text{ m}^3$]	volume des pores Pore volume [$\times 10^6 \text{ m}^3$]	réserves en place STOIIP [$\times 10^6 \text{ m}^3$]
Série Inférieure	572	38	16.52

Donc les volumes d'huile en place du réservoir de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud sont : **$16.52 \times 10^6 \text{ m}^3$**

$$\mathbf{103.91 \times 10^6 \text{ bbl}}$$

$$\mathbf{13.63 \times 10^6 \text{ T}} (\text{la densité d'huile du champ de Hassi R'mel} = 0.825).$$

D'après les résultats du calcul des volumes en place du réservoir de la Série Inférieure de la région Sud de Hassi R'mel, seul le segment-1 présente des volumes d'huile en place, (Fig.82).

Ces résultats montrent que les puits saturés en huile sont:

HRS-25, HRS-26, HRS-27, HRS-2, HRS-3, HRS-4, HRS-7, HRS-21, HRS-I3 et HRS-I-1 (Fig.83).

Alors que les puits: **HRS-1, HRS-6, HRS-9; HRS-11, HRS-18, HST-1 et OEH-1** sont noyés dans l'eau (Fig.84).

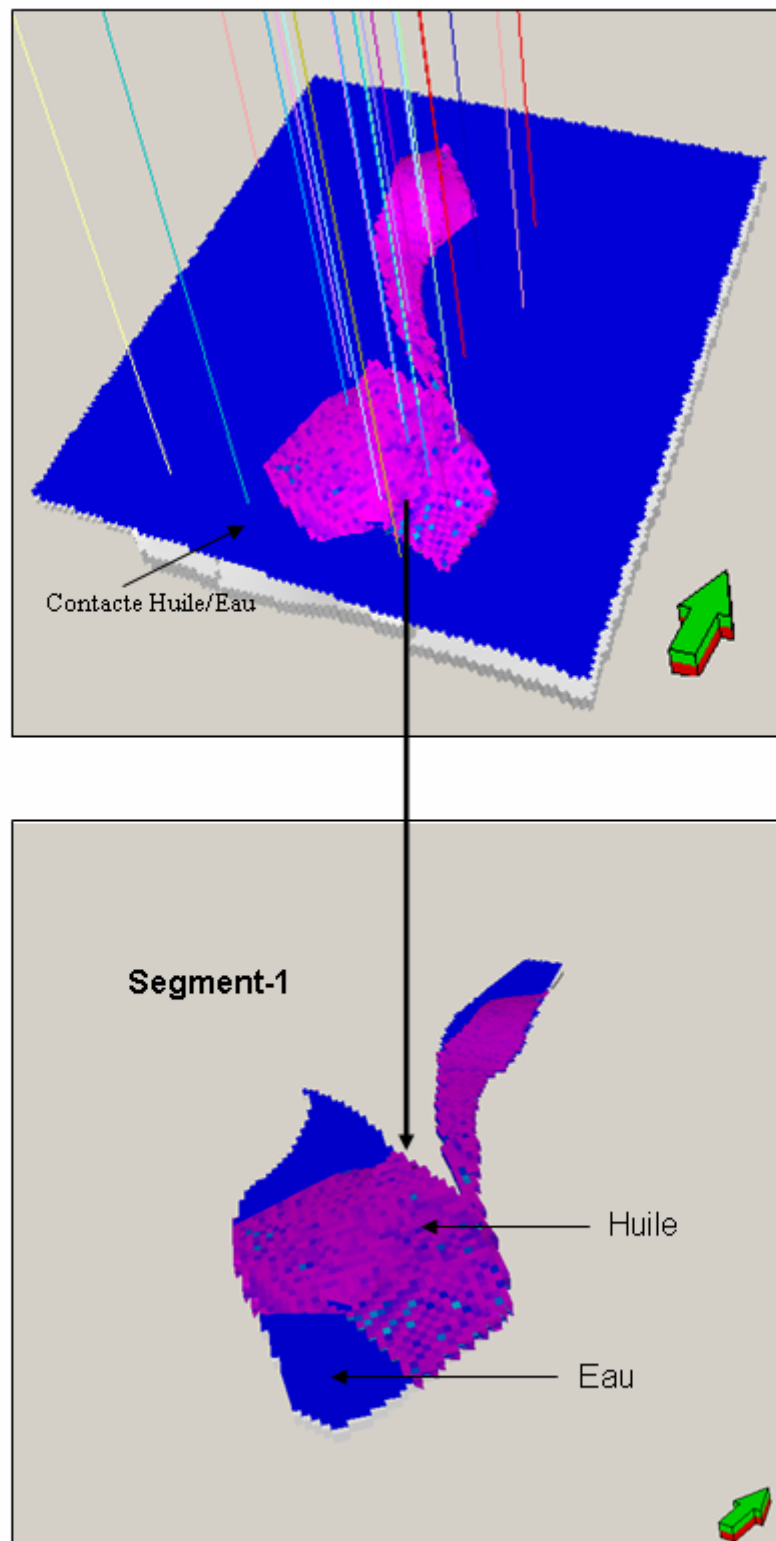


Fig.82: Le résultat du calcul de réserve

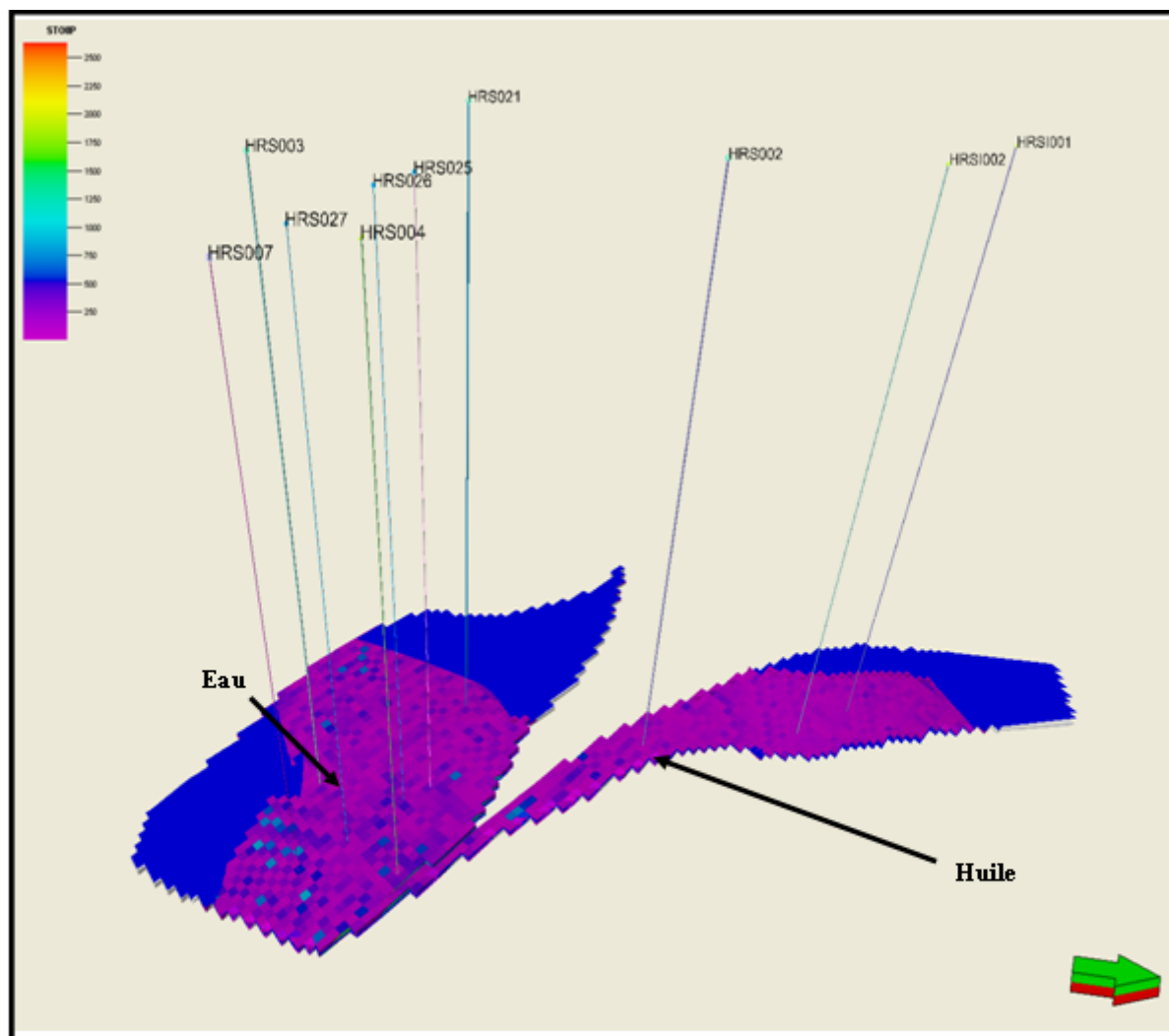


Fig.83: Positionnement des puits saturés d'huile dans la région Sud de Hassi R'mel

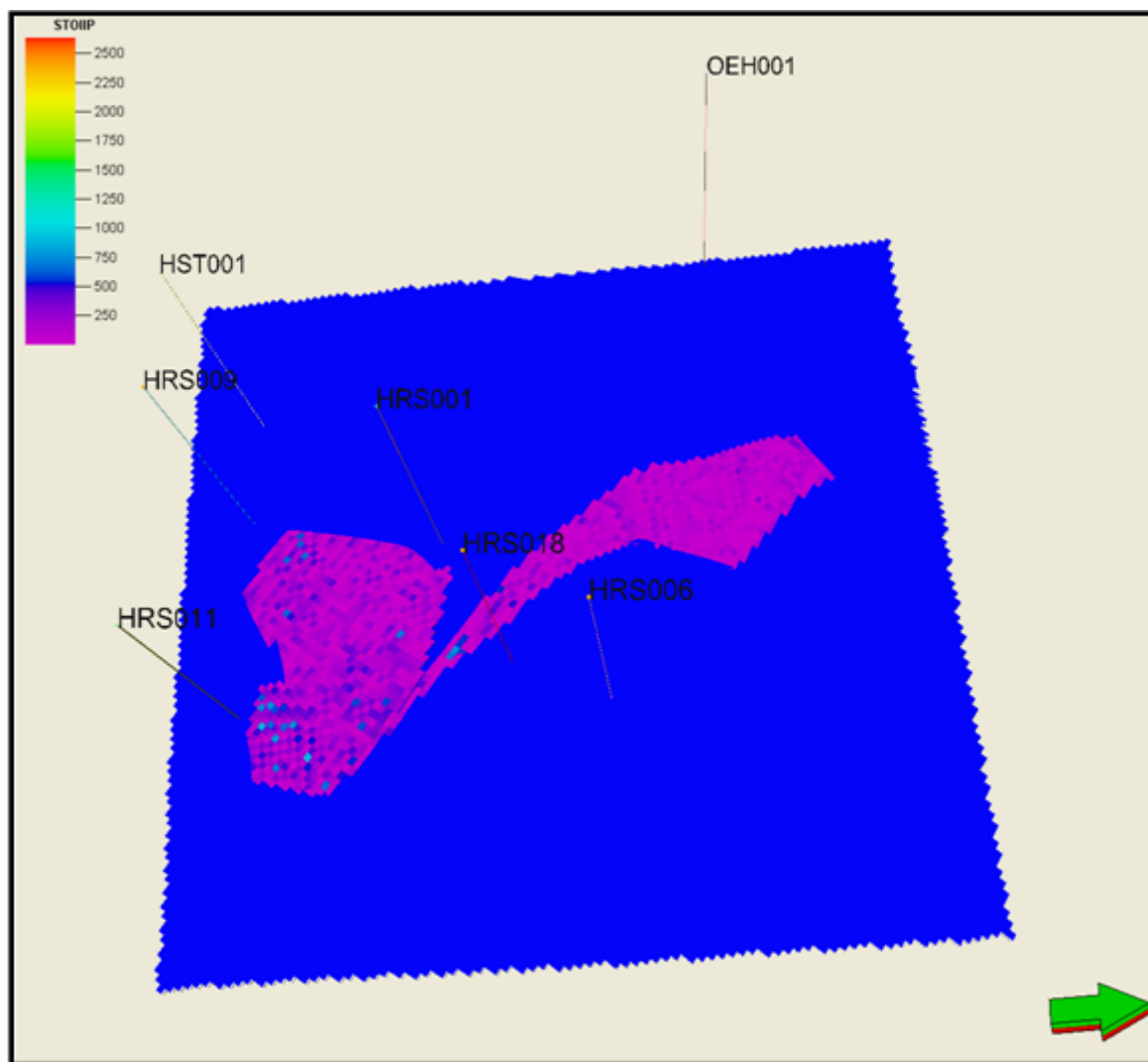


Fig.84: Positionnement des puits noyés dans l'eau dans la partie Sud de Hassi R'mel

5-La mise en évidence des différents drains caractérisés par de bonnes caractéristiques pétrophysiques:

5/1- Introduction: sur la base des résultats de la modélisation et du calcul des réserves, nous proposons un modèle de drains choisi en fonction de leurs meilleures caractéristiques afin d'optimiser une meilleure production pour les futurs puits forés.

5/2- Présentation des meilleurs drains: le réservoir de la Série Inférieure renferme 10 puits saturés complètement ou partiellement d'huile, dont les meilleurs drains sont bien illustrés par l'évolution verticale des différents modèles pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation en eau, volume d'argile et la saturation en huile) pour chaque puits:

- **HRS-25:** la figure 85 montre que la partie basale des grés de la Série Inférieure de ce puits (de 2195.95m à 2200.95m) présente 5m d'épaisseur utile. Comme il existe un autre drain d'un mètre d'épaisseur (de 2185.94à2186.94) saturé d'huile.
- **HRS-26:** ce puits est saturé d'huile (Fig.86), dont les meilleurs drains sont:
 - Les drains 6 et 7(2m): de 2171.75 à 2173.75m
 - Le drain 9(1m): de 2174.75 à 2175.75m
 - Le drain 13(1m): de 2178.74 à 2179.74m
 - Le drain 18(1m): de 2183.74 à 2184.74m
- **HRS-27:** ce puits est saturé d'huile (Fig.87), les meilleurs bancs gréseux saturés d'huile sont:
 - Le banc 6(1m): de 2154.80 à 2155.80m
 - Le banc 9(1m): de 2157.81 à 2158m
 - Les bancs 13, 14,15 et 16(4m): de 2161.83 à 2165.83m
 - Les bancs 18, 19, 20,21(4m): de 2166.83 à 2170.83m
- **HRS-3:**(Fig.88), les meilleurs drains saturés d'huile sont:
 - Les drains 8, 9 et 10(3m): de 2216.22 à 2219.22m
 - Les drains 13 et 14(2m): de 2221.23 à 2223.23m

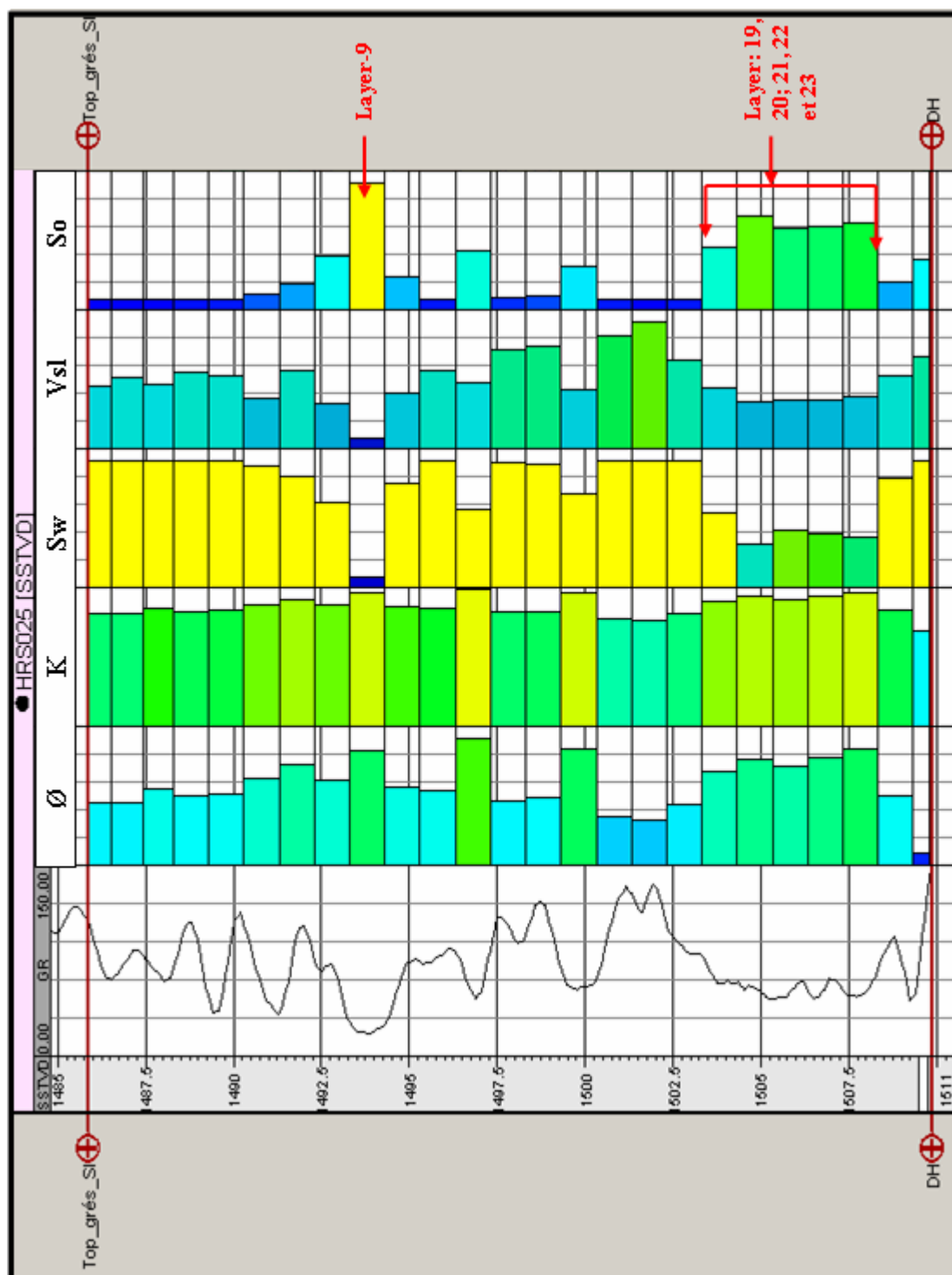


Fig.85: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-25

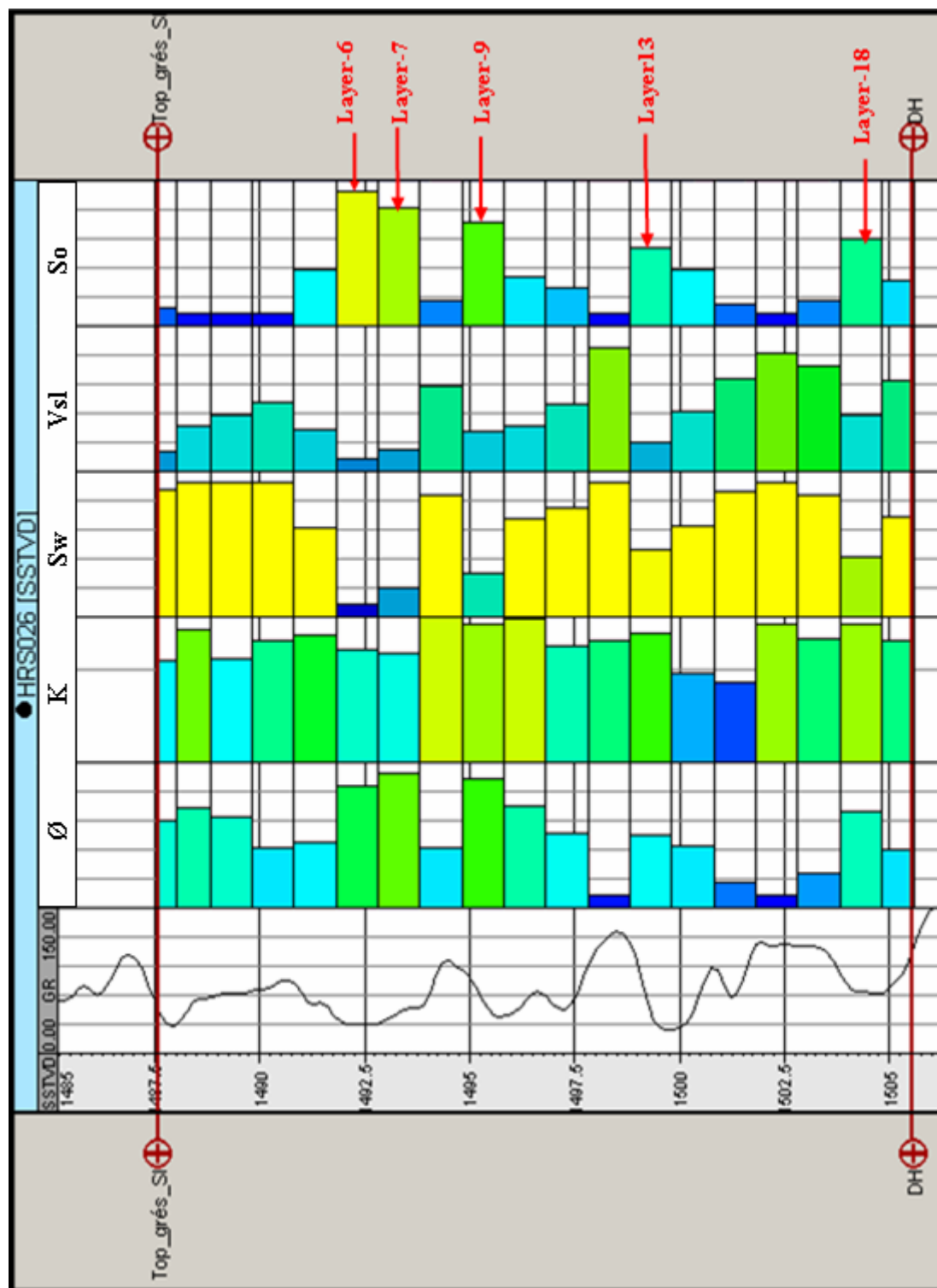


Fig.86: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-26

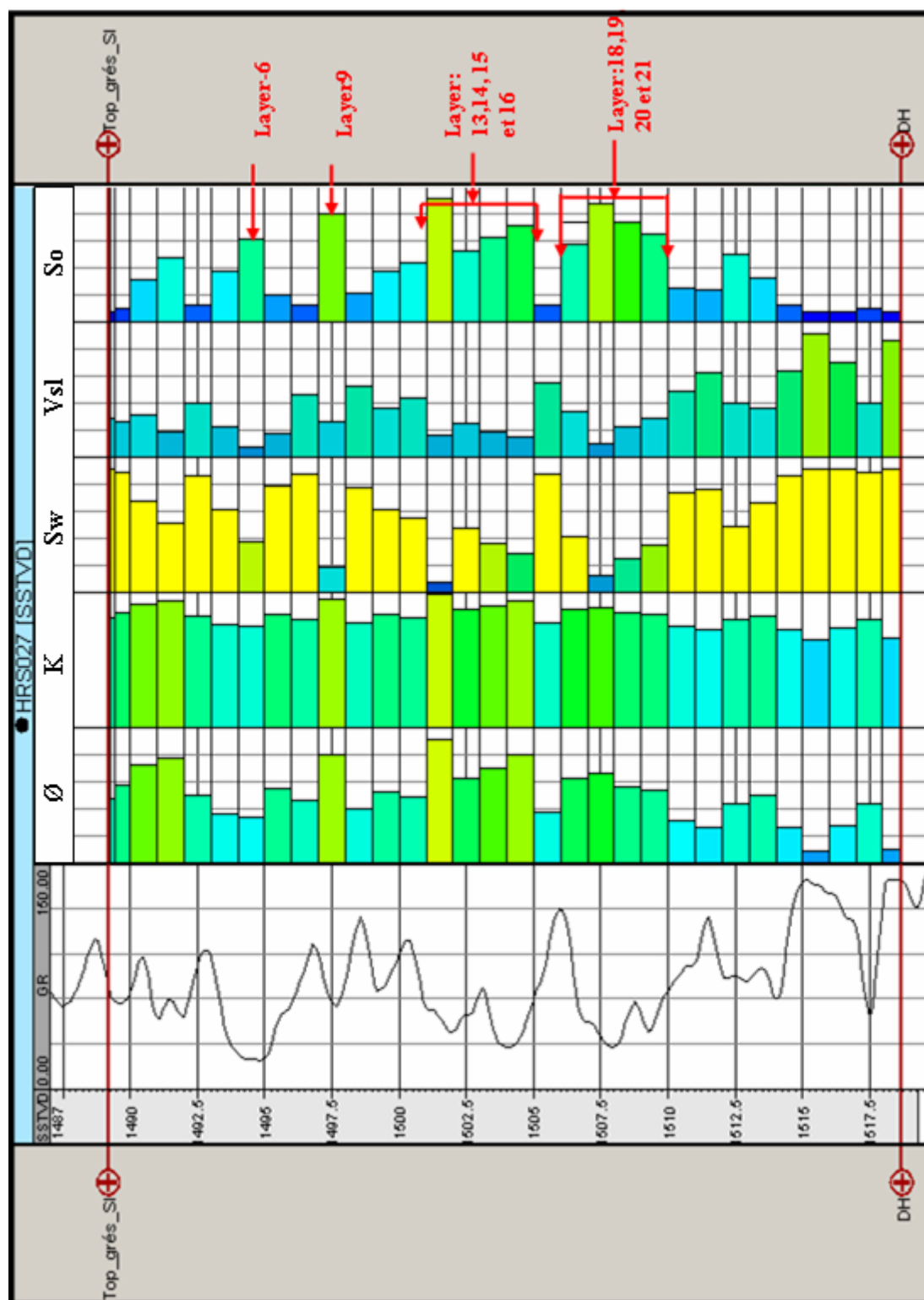


Fig.87: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-27

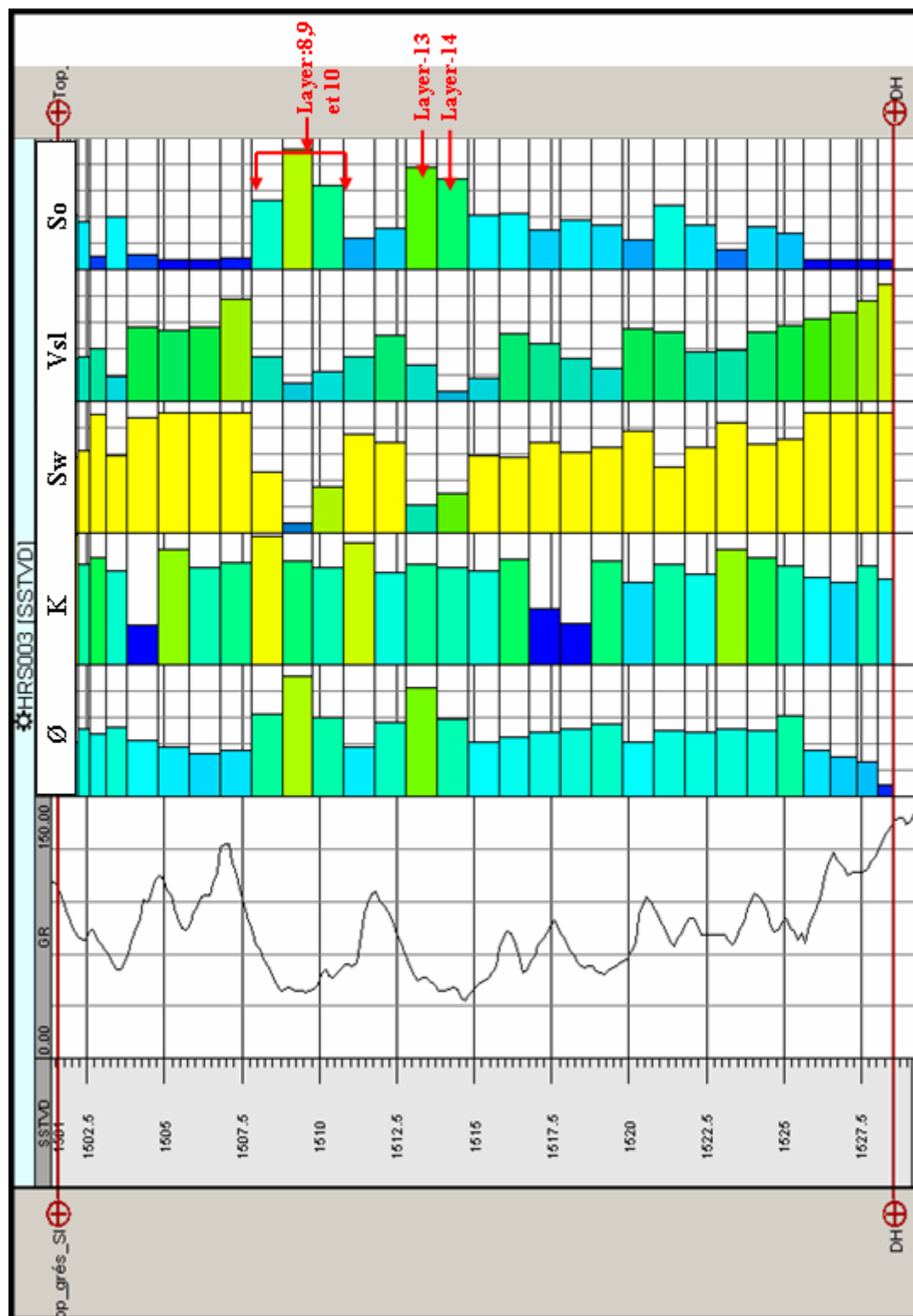


Fig.88: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-3

- **HRS-2:**(Fig.89). Les quatre mètres des grès de la partie supérieure du réservoir de la Série Inférieure sont saturés d'huile, alors que la partie inférieure est dans l'eau. Les côtes de ces bons drains sont: de 2187.13 à 2191.13m.

- **HRS-7:** (Fig.90). Il renferme six mètres d'épaisseur utile. Les côtes des drains (11, 12, 13, 14,15 et 16) sont situés de 2154.22 à 2160.22m.

- **HRS-21:** (Fig.91). Les grès utiles sont:
 - Les deux bancs 3,4 et 5(3m): de 2217 à 2220m
 - Les deux bancs 11 et 12(2m): de 2225 à 2227m

- **HRS-I-1:** (Fig.92). Il ne renferme qu'un mètre d'épaisseur utile (banc 12)

- **HRS-I-3:** (Fig.93). Les meilleurs drains saturés d'huile sont:
 - Le drain 10: de 2197.5m à 2198.5m
 - Les drains 17 et 18: de 2005.5m à 2207m
 - Les drains 21, 22,23 et 24: 2209m à 2212m
 - Les drains 26 et 27: de 2214m à 2216m

6- Conclusion: la mise en évidence des différents drains caractérisés par de bonnes propriétés pétrophysiques montre l'importance de la partie Sud, structuralement haute de la région Sud de Hassi R'mel. Elle est caractérisée par des épaisseurs utiles qui varient de 5m à 8m.

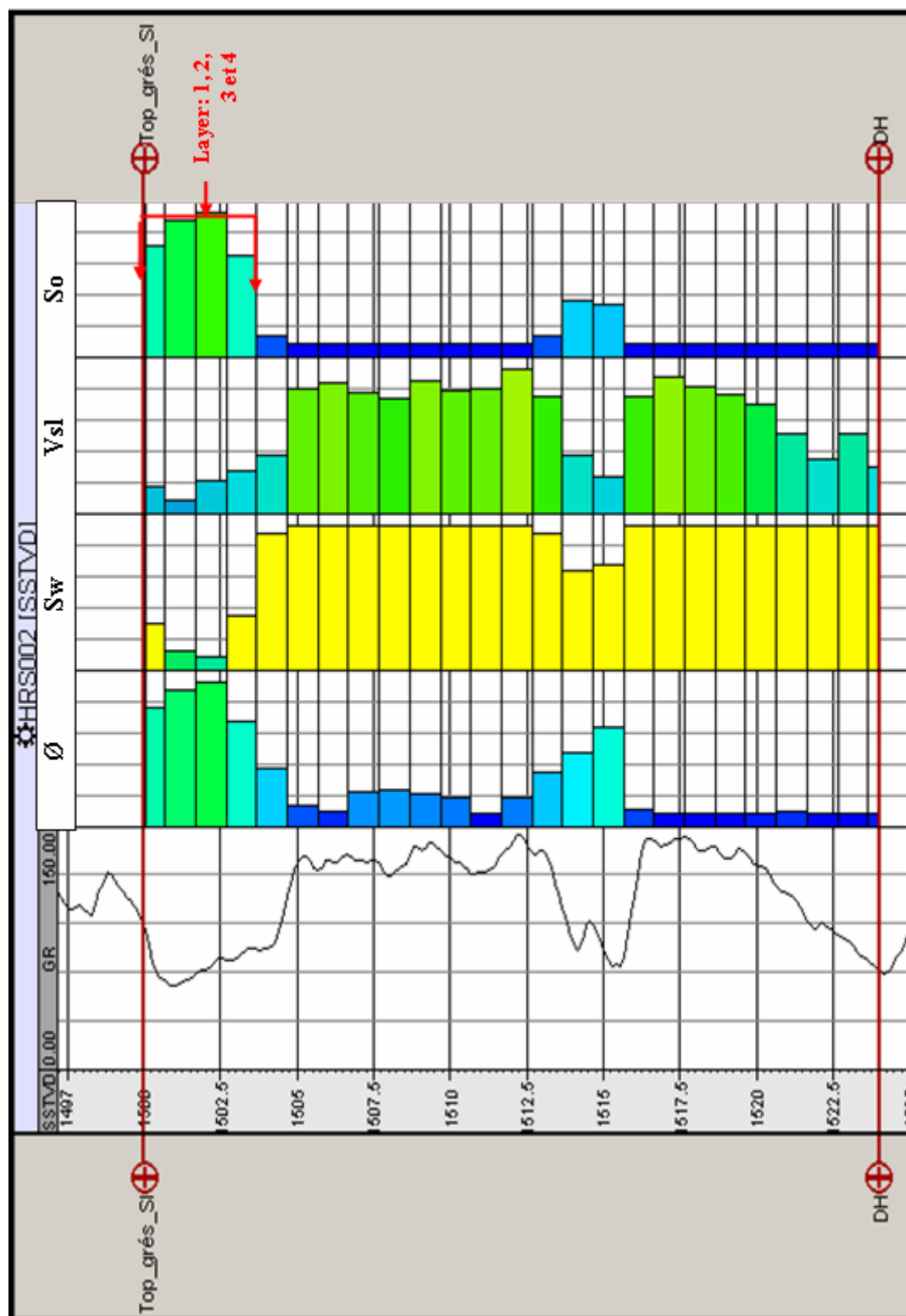


Fig.89: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-2

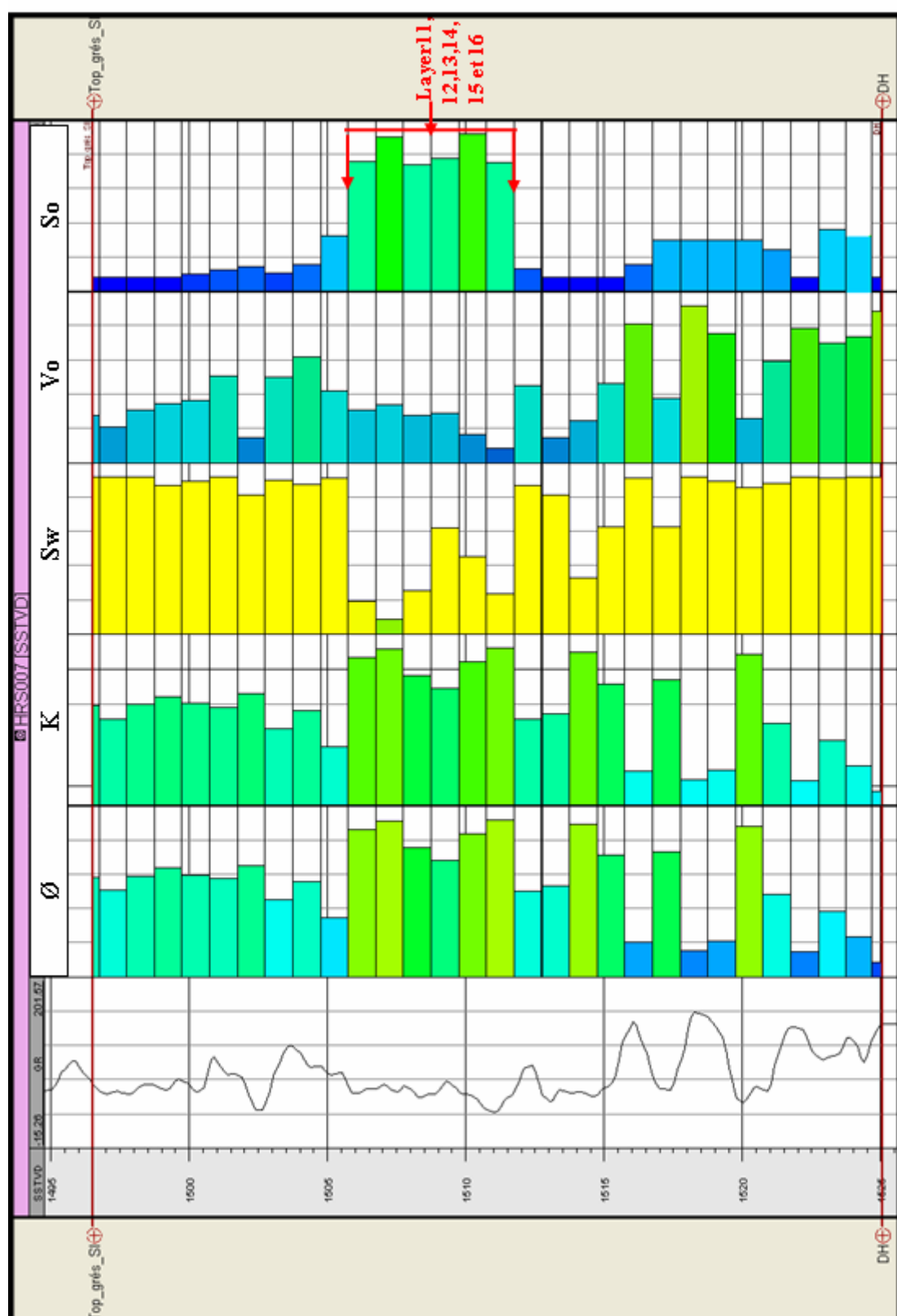


Fig.90: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-7

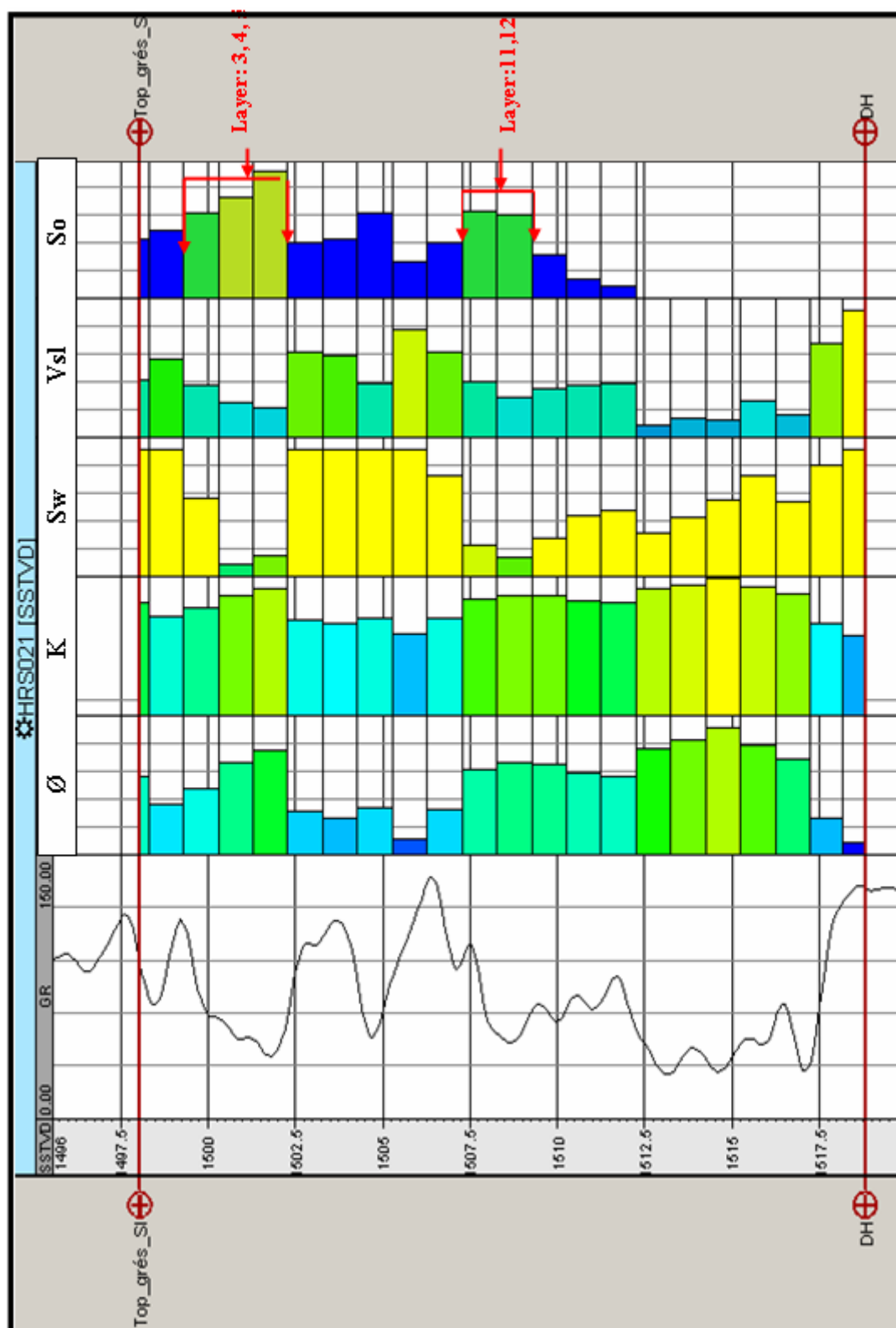


Fig.91: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-21

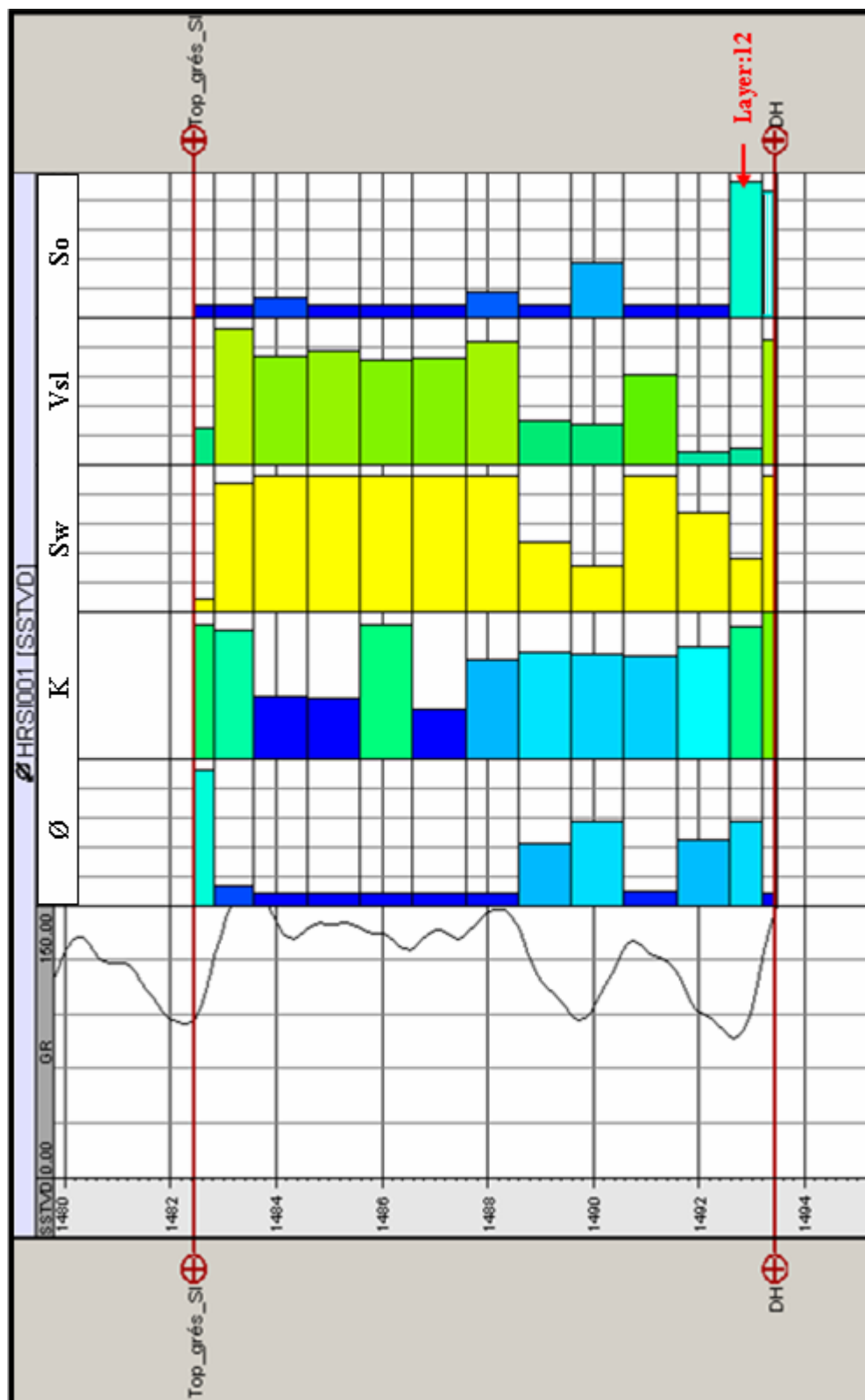


Fig.92: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-I-1

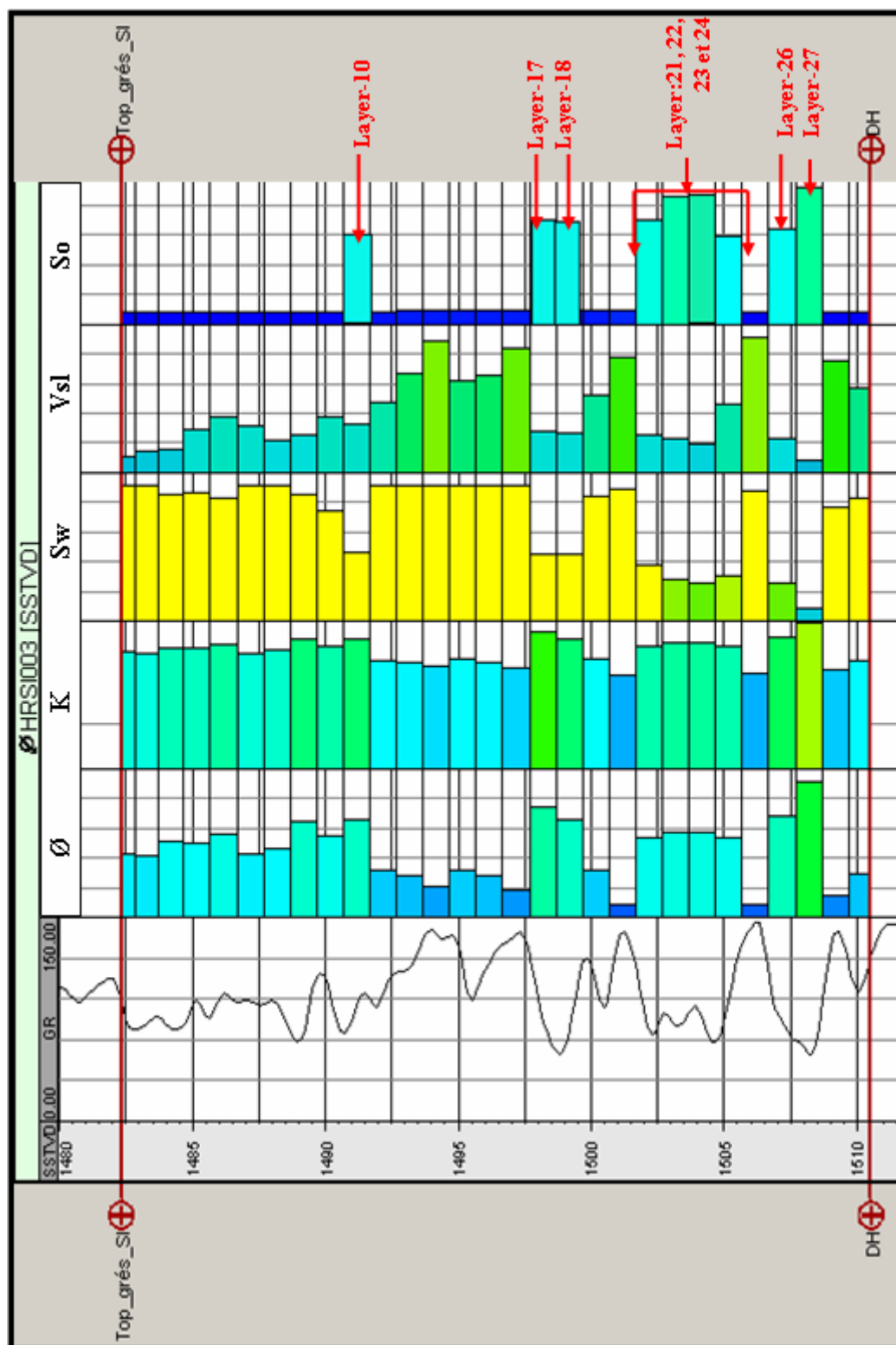


Fig.93: Présentation des meilleures drains saturés d'huile dans le puits HRS-I-3

Conclusion générale:

- Le Trias de Hassi R'mel Sud est subdivisé en quatre formations, de bas en haut:
 - **La Série Inférieure**
 - **Le niveau A**
 - **L'Argile inférieure**
 - **Le S4**
- La Série Inférieure est formée par des alternances argile-grés, organisées en séquences et à base érosive. Avec présence de coulées volcaniques (Andésites), surmontées par des dépôts argileux qui se développent en paléosol.
- La formation basale de la Série Inférieure de la partie Sud est composée de quatre unités, chaque unité est représentée par des chenaux de 1m environ empilés les uns sur les autres et dont la granulométrie décroît vers le sommet de la séquence.
- Chaque unité est représentée par des dépôts micro conglomératiques à la base qui correspond à des dépôts de fond de chenal, surmontant une surface érosive et qui passe progressivement à des grés à granulométrie moyenne et à stratifications entrecroisées (St), surmontés par de bancs centimétriques à métriques, à stratifications inclinées à planes (Sp) ou sans stratifications (Su). Des dépôts argileux qui correspondent aux dépôts de plaine d'inondation surmontent le tout.
- Un biseautage important des unités 1 et 2 du Sud vers le Nord avec une diminution de la fraction gréseuse et un développement de la fraction fine vers le Nord. Cette évolution latérale de la Série Inférieure du Sud vers le Nord et suivant l'axe des grandes failles, concorde avec la direction des apports sédimentaires interprétée pour la région de Hassi R'mel(Mme Hamel, 1988).
- la région Sud de Hassi R'mel est une zone de transition entre le système fluvial en tresses et le système fluvial méandrique (du Sud vers le Nord).

- L'analyse pétrographique et diagénétique montre que les réservoirs du Trias de Hassi R'mel Sud et spécialement la Série Inférieure sont constitués de faciès gréseux et argilo-gréseux, composés de grains de quartz, de micas, de feldspaths et accessoirement de minéraux lourds. Ces éléments sont liés par une matrice représentée par de ciments siliceux, argileux, carbonaté, évaporitique, ferrugineux et accessoirement pyriteux.
- Le réseau poreux dans ce réservoir est caractérisé par la porosité de dissolution et la porosité primaire intergranulaire. La porosité de dissolution représente plus de 80 % du réseau poreux total.
- L'ensemble des corrélations établies, montre l'importance de la Série Inférieure dans la partie Sud de notre région d'étude, qui présente des épaisseurs assez importantes, variant de 20 à 30m. Cette dernière présente des bancs gréseux dépassant parfois les 6m superposés les uns sur les autres et intercalés par des faibles bancs d'argile.
- L'interprétation des différentes cartes de répartition des paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure permet de tirer les conclusions suivantes :
 - L'existence d'une structure anticlinale d'orientation SSE-NNW, séparée à l'Est et à l'Ouest par deux failles normales à grand rejet.
 - Le réservoir de la Série Inférieure de la partie Sud de la région d'étude présente des valeurs moyennes à bonnes de porosité et de perméabilité, un faible pourcentage d'argile, une faible saturation en eau ainsi que des importantes épaisseurs utiles.
 - Ces meilleurs paramètres dans la partie Sud présentent une diminution rapide du Sud Est vers le Nord Ouest
- A partir de l'analyse de la distribution des différents paramètres caractérisant le réservoir de la Série Inférieure en fonction de la profondeur à travers toute la région d'étude, on peut conclure que seule la zone structuralement haute de la partie Sud présente de meilleures valeurs pétrophysiques.

➤ Comme résultats de la modélisation, nous avons obtenu les modèles suivants:

- un modèle du faciès
- un modèle de porosité (pige)
- un modèle de perméabilité (k)
- un modèle de saturation en eau (Sw)
- un modèle du volume d'argile (Vsl).

Ces cinq modèles montrent l'importance de la zone haute de la partie Sud de notre région d'étude présentant les meilleures caractéristiques pétrophysiques.

➤ L'analyse des différentes coupes au niveau du modèle géologique confirme l'importance de la zone structuralement haute de la partie Sud et avec plus de précision le segment-1, qui présente les meilleures qualités réservoirs.

➤ Le réservoir de la Série Inférieure de la région Sud de Hassi R'mel présente des réserves d'huile en place évalués à : 16.52×10^6 m³.

➤ A partir des résultats de la modélisation et de calcul de réserves on conclut que:

- Les puits saturés en huile sont: HRS-25, HRS-26, HRS-27, HRS-2, HRS-3, HRS-4, HRS-7, HRS-21, HRS-I3 et HRS-I-1.
- Alors que les puits: HRS-1, HRS-6, HRS-9; HRS-11, HRS-18, HST-1 et OEH-1 sont inondés.

➤ Après la réalisation de cette étude de caractérisation et de modélisation du réservoir de la Série Inférieure, trois puits(HRS-28, HRS-29 et HRS-30) ont été forés dans la zone haute de la région Sud de Hassi R'mel et avec plus précisément dans le segment-1 (qui présente les meilleures qualités réservoirs dans notre étude). Ces trois puits ont donné les meilleures épaisseurs utiles. Ce qui valide notre modèle géologique.

Recommandation:

Vu les problèmes rencontrés dans cette étude tel que:

- L'hétérogénéité des faciès de la série inférieure.
- Le nombre réduit des puits qui ont atteint la série inférieure.
- La radioactivité élevée dans certains puits.
- Le nombre réduit des puits qui ont atteint le contact huile-eau.

Je tiens à recommander:

- Une étude sédimentologique et pétrographique plus poussée et généralisée sur la totalité du champ de Hassi R'mel.
- De forer la totalité de la série inférieure pour les futurs puits.
- La finalisation de la sismique 3D, qui peut apporter des informations plus détaillées sur la structure du champ de Hassi R'mel Sud.
- Et de réinterpréter les puits qui présentent une forte radioactivité.

ANNEXE

SI : Série Inférieure

MD : profondeur en m (Measured Depth)

TVDSS : côte absolue (True Vertical Depth Subsea)

PHIE où $\varnothing$: porosité carotte

PIGE : porosité diagraphe

Sw : saturation en eau

Vcl : volume d'argile

Perm : perméabilité

GR : gamma ray

RHOB : la densité

NPHIE : la porosité neutron

DT : le sonique: (Delay Time)

RD : résistivité

U1, U2, U3 et U4 : unités

Bibliographies

- **Beicip (1978):** Etude géologique du champ de Hassi R'mel, Institut Français du Pétrole, Paris.
- **Beicip-Franclab (1997):** Interprétation sismique de gisement de Hassi R'mel Sud, Institut Français du Pétrole, Paris.
- **Beicip-Franclab (1997):** Révision du modèle structural, Institut Français du Pétrole, Paris.
- **Bellah, S. (1999):** Caractérisation d'un réservoir par Modélisation Géostatistique et Intégration des données de test de puits, Problème Inverse du réservoir TAGI du gisement de Ben Kahla. Iap. Boumerdès.
- **Bertrand, M. (2007):** Modélisation de la production d'hydrocarbures au sein d'un bassin pétrolier. Université Paris Sud, Institut Français du Pétrole, Paris.
- **BOUATMANI, R., AHMAMOU, M., OUARGHIOUI, A. MEDINA, F., EL MOURABIT, A. & DAOUDI, L. (2004):** : Les environnements de dépôts des formations triasiques de la région de Meskala (bassin d'Essaouira, Maroc). Bulletin de l'Institut Scientifique, Rabat, section Science de la Terre.
- **Boudjemaa, A. (1987):** Evolution structurale du bassin pétrolier (triasique) du Sahara Nord Oriental (Algérie).
- **Boulvain, F. (2005):** Compléments de pétrologie sédimentaire. Université de Liège, Faculté des sciences, Département de Géologie.
- **Boulvain, F. (2007):** Eléments de sédimentologie et de pétrologie sédimentaire. Université de Liège, Faculté des sciences, Département de Géologie.

- **Bucher, H. et Renard, D. (2005):** Reservoir characterisation, Rapport technique du centre géostatistique, Ecole des Mines de Paris.

- **Bucher, H. et Renard, D. (2005):** Filling with petrophysical properties, Rapport technique du centre de géostatistique, Ecole des Mines de Paris.

- **Busson, G. (1970):** Le mésozoïque saharien: Tome I: Essai de synthèse des données des sondages algéro-tunisiens. Paris.

- **Christophe, Aug. (2004):** Modélisation géologique 3D et caractérisation des incertitudes par la méthode du champ de potentiel. Centre de géostatistique (Ecole des mines des paris).

- **Desmazes, F. (2005):** Caractérisation des barres sableuses d'une plage de la côte aquitaine. Exemple de la plage du truc vert, présenté à l'université Bordeaux-1.

- **Eschard, R., Lemouzy, P., Bacchiana, C., Parpant, J. and Smart, B. SPE (1998):** Combining sequence stratigraphy, geostatistical simulations, and production data for modeling a fluvial reservoir in the Chaunoy field (triassic, France).

- **GERAETS, D. (2005):** Modélisation stochastique de champs de vitesse géophysique en exploration pétrolière. Ecole des mines de Paris.

- **Hamel, A. (1988):** Etude géologique des grès triasiques du gisement pétrolier de Hassi R'mel (Algérie) : Caractérisation, Extension et milieu de dépôt.

- **HAMON, Y. (2001):** Sédimentologie, géométrie et signification géodynamique des dépôts réservoirs silicoclastiques du Trias/Rhétien de Chemery (Sologne, SW du Bassin de Paris), Faculté des sciences et Techniques du Languedoc MONTPELLIER II.

- **Mokaddem, O., Benlachheb, M. et Rafes, M.S. Juillet (2002):** Modèle sédimentologique du champ de Hassi R'mel: Extension des séquences vers les structures lithomorphes de Djebel Bissa et Hassi R'mel Sud.

- **Mokkadem, O. Benlachheb, M., Zazoun, R.S. et Hanniche, M. (2006):** Réalisation du modèle géologique du champ de Hassi R'mel.

- **Perrodon, A. (1995):** Provinces pétrolifères du sahara algérien. Paris.

- **Schlumberger Séminaire (1993):** Interprétation des diagraphies, Algérie.

- **Sera, O.(1985):**Diagraphies différées:Tome II: Interprétation des données diagraphiques. SNEAP-PAU (France).

- **Sera, O. (1979):** Acquisitions des données diagraphiques. SNEAP-PAU (France).

- **Sonatrach (2005):** Permis d'exploitation du champ de Hassi R'mel.

- **Sonatrach (2005):** Permis d'exploitation de Hassi R'mel Sud.

- **Sonatrach (2007):** Permis d'exploitation du champ de Hassi R'mel.

- **Sonatrach (2007):** Permis d'exploitation du champ de Hassi R'mel Sud.

- **Sonatrach (1976):** Etude de gisement de Hassi R'mel.

- **Sonatrach (1975):** Etude géologique et calcul des réserves en place d'hydrocarbures du champ de Hassi R'mel.

- **Sonatrach (1996):** Report on study of the Hassi R'mel oil.

- **Sonatrach (1989):** Modèles des environnements fluviaux: Systèmes fluviaux sableux.

- **Sonatrach (2003):** Report on reservoir simulation of the Hassi R'mel field.

- **Sonatrach (1998):** Report on reservoir simulation of the Hassi R'mel field.

- **Sonatrach** : Rapports de fin sondage des puits: HRS-1, HRS-2, HRS-3, OEH-1 et HST-1,HRS-25, HRS-6 et, HRS-27.
- **Well Evaluation Conference (WEC), Sonatrach et Schlumberger. Algerie 1979**
- **Well Evaluation Conference (WEC), Sonatrach et Schlumberger.Algerie (1995)**
- **Well Evaluation Conference (WEC), Sonatrach et Schlumberger.Algerie (2007)**